



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

JUHA KOSKELA
SÄHKÖENERGIAN VARASTOINNIN HYÖDYNTÄMISMAHDOLLI-
SUUDET KOTITALOUKSIEN ENERGIAN KÄYTÖN HALLINNASSA
SUOMESSA

Diplomityö

Tarkastaja: professori Pertti Järven-
tausta Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 9. joului-
kuuta 2015

TIIVISTELMÄ

JUHA KOSKELA: Sähköenergian varastoinnin hyödyntämismahdollisuudet kotitalouksien energian käytön hallinnassa Suomessa
Tampereen teknillinen yliopisto
Diplomityö, 75 sivua
Kesäkuu 2016
Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Pääaine: Teollisuuden sähkönkäyttökniikka
Tarkastaja: professori Pertti Järventausta

Avainsanat: sähköenergiavarasto, simulaattori, aurinkosähkö, kotitalouskuluttaja, tunti hinnoittelu

Sähköenergian varastointi kotitalouksissa mahdollistaa sähköverkosta nähtynä sähkön kulutuksen ajallisen siirron, sähkön syötön sähkökatkojen aikana ja mahdollisen oman tuotannon tehokkaamman käytön omassa kulutuksessa, jolloin varastoinnista voi hyötyä sekä sähköyhtiöt että kuluttaja. Sähkön hinnoittelussa voidaan käyttää tunti hinnoittelua, joka perustuu sähkön markkinahintaan pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Varaston avulla kuluttaja voi ajoittaa kulutusta edullisten tuntien ajalle, jolloin on mahdollista pienentää sähköstä maksettavaa hintaa. Jos kuluttajalla on käytössä sähkön omaa pientuotantoa, kuluttaja voi myydä oman tarpeen yli tuotetun sähkön verkkoon. Sähkön myyntihinta on kuitenkin huomattavasti pienempi kuin verkosta ostetun sähkön hinta. Kuluttaja voi saada kustannushyötyä, jos varastoinnin avulla suurempi osa tuotetusta sähköstä saadaan omaan käyttöön.

Työn tavoitteena on selvittää, kuinka paljon kuluttaja voi saada hyötyä sähköenergian varastoinnista ja kattaako hyöty varastoinnin kustannukset? Tätä varten suunniteltiin simulaattori, jonka avulla voitiin mallintaa varaston käyttöä osana kotitalousverkkoa. Simuloinnissa käytettiin todellisia sähkön kulutus mittauksia erityyppisiltä kuluttajilta ja aurinkosähkön tuotantomittauksia. Suurimpana haasteena varastoinnin kannattavuuden maksimoimisessa on varaston ohjaus. Tätä varten simulaattoriin suunniteltiin varaston ohjausmenetelmä, joka ennustaa tulevaa sähkön tuotantoa ja kulutusta sekä näistä seuraavaa varaston käyttäytymistä. Ohjauksen tarkoituksena on minimoida sähköstä maksettava hinta. Simuloinnissa mallinnettiin mahdollisimman tarkasti varastoinnista aiheutuvat häviöt, jotta simuloinnin tuloksena saadaan mahdollisimman todenmukaisesti varaston vaikutus verkkoon näkyvään sähkön kulutukseen.

Simulointien perusteella voidaan todeta, että nykyisillä sähkön hinnoilla varastoinnin kustannukset ovat hyötyjä suuremmat, mutta viime vuosien hintakehitys on tehnyt varastoinnista kannattavampaa. Jos sähkön hintakehitys jatkuu nykyisen kaltaisena, varastoinnin aloittaminen jo nyt olisi kannattavaa ja tulevina vuosina saatavat hyödyt kattaisivat kustannukset. Varastoinnin kannattavuuteen vaikuttaa erityisesti sähkön tunti hinnan päivittäinen korkeimman ja matalimman hinnan ero sekä vuorokauden tunti hintojen keskijajonta. Jotta energian varastointi olisi mahdollisimman kannattavaa, kuluttajan sähkön kulutus täytyy olla riittävän suurta suhteessa varaston kokoon ja mahdolliseen omaan tuotantoon. Tulevaisuudessa sähköenergian varastointia voidaan saada myös kannattavamaksi, jos litiumioniakkujen ja tehoelektroniikan kustannuksia saadaan pienennettyä.

ABSTRACT

JUHA KOSKELA: Utilization possibilities of electrical energy storages in households' energy management in Finland

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 75 pages

June 2016

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

Major: Industrial electric utilization technology

Examiner: Professor Pertti Järventausta

Keywords: energy storage, battery storage, simulator, photovoltaic, household customer, dynamic energy pricing

Electrical energy storage in households makes possible to time-shift electric demand, to supply the power during power outages and to use self-produced energy more efficiently, so that storage can benefit electricity companies and customers. Electric pricing can be used dynamic energy pricing, which is based on the market price of electricity in the Nordic electricity market. With energy storage the customer can time-shift demand from high electricity prices to low electricity prizes. If a customer has used own small-scale electricity production, the customer can sell over own demand produced electricity to electricity company. However, electricity sales price is significantly lower than the price of electricity purchased from the network. The customer can get the cost benefit if a larger part of the own electricity production can be used to own demand with the storage.

The aim of this theses is to find out how much the customer can get the cost benefit with the electric energy storage and are the benefits bigger than cost of storage unit? For this purpose, the simulator was designed, which made it possible to model the use of the storage as part of the household's electric network. In the simulation, the real electricity consumption measurements of different types of customers, and photovoltaic electricity production measurement was used. The biggest challenge on maximizing the profitability of storage is design to storage control. For this purpose, the simulator was designed to have a storage control method that predicts the electricity production and consumption in the coming hours, and these following storage behavior. The purpose of control is to minimize the price of electricity. The losses from the storage were modeled as closely as possible in the simulator so that the results of the simulations show as real as possible the impacts on network visible consumption with the storage.

According to the simulation it can be said that with the current electricity prices the costs of storage unit outweigh the benefits, but the price trend of recent years has made the storages of more profitable. If the electricity price trend continues unchanged, the acquisition of the storage should already be profitable, and the benefits would cover the cost for coming years. The profitability of storage are particularly affected by the difference of daily highest and lowest price and daily standard deviation of prices. In order for energy storage would be the most profitable, the customer's electricity consumption must be sufficiently large compared to the size of the storage and possible own production. In the future, electric energy storage can also be obtained more profitable, if the cost of lithium-ion batteries and power electronics are decreased.

ALKUSANAT

Idea tämän työn tekemiseen lähti omasta kiinnostuksesta löytää menetelmiä, joilla uusiutuvan energian tuotannosta kotitalouksissa saataisiin kannattavampaa ja toisaalta löytää keinoja, joilla kotitaloudet voisivat säästää sähkölaskussaan. Työn tarkastajana ja ohjaajana toimi professori Pertti Järventausta Tampereen teknillisen yliopiston Sähkötekniikan laitokselta, jota haluan kiittää hyvistä neuvoista ja kommentteista koko työn tekemisen aikana. Erityisesti haluan kiittää häntä myös työn tekemisen mahdollistamisesta. Haluan kiittää myös tutkijatohtori Antti Rautiaista työn kommentoinnista ja hyvistä neuvoista. Lisäksi haluan kiittää tutkija Antti Mutasta tutkimusmateriaalista, kommentteista ja erityisesti simulaattorin kulutuksen ennustajasta. Lopuksi haluan vielä kiittää kaikkia, jotka ovat tukeneet minua tämän työn teossa ja koko opiskelujen aikana.

Kurikassa, 23.5.2016

Juha Koskela

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
2.	SÄHKÖENERGIAN VARASTOINTIIN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT	3
2.1	Sähkön kulutus kotitalouksissa Suomessa	3
2.1.1	Ulkolämpötilan vaikutus sähkön kulutukseen	4
2.1.2	Vuorokaudenajan vaikutus sähkön kulutukseen	5
2.2	Sähkön hinnan muodostuminen Suomessa	6
2.2.1	Sähkön siirron hinnoittelu tulevaisuudessa	7
2.2.2	Sähköenergian hinnoittelu	8
2.2.3	Markkinahinnan muodostuminen	9
2.3	Sähköenergian varastointimenetelmät kiinteistötasolla	11
2.3.1	Akut	11
2.3.2	Tulevaisuuden energiavarastot kiinteistöissä	13
2.4	Energian varastoinnin hyödyt	14
2.4.1	Kuluttajan kustannushyöty	14
2.4.2	Sähkökatkojen vähentäminen	16
2.4.3	Hyödyt sähköyhtiöiden näkökulmasta	17
2.5	Sähkön pientuotanto Suomessa	17
2.5.1	Auringon säteily	18
2.5.2	Aurinkopaneelien tuottama teho	19
2.6	Kuorman ohjauksen mahdollisuudet Suomessa	19
3.	SIMULOINTIMALLI	21
3.1	Energiavaraston ohjaus	21
3.1.1	Ohjauksen optimointiongelma tuntitasolla	22
3.1.2	Optimointiongelman ratkaisu	24
3.1.3	Energiavaraston hetkellinen säätö	27
3.2	Tulevan kulutuksen ja tuotannon ennustaminen	29
3.2.1	Kulutuksen ennustaminen	29
3.2.2	Tuotannon ennustaminen	30
3.3	Energiavaraston mallintaminen	30
3.3.1	Varastoinnin häviöt	31
3.3.2	Varaston lataaminen ja purkaminen	33
3.3.3	Ikääntymismekanismit ja kapasiteetin mallintaminen	34
3.4	Kannattavuuden laskeminen	35
3.5	Vaihtoehtoiset varaston ohjausmenetelmät	36
4.	SIMULAATIOSSA KÄYTETTÄVÄ AINEISTO	37
4.1	Sähkön kulutuksen mittaustiedot	37
4.2	Aurinkosähkön tuotannon mittaustiedot	38
4.3	Sään havainnointitiedot	39
5.	SÄHKÖENERGIAN VARASTOINNIN SIMULOINTI KOTITALOUKSISSA	40
5.1	Ennusteiden määrittäminen	40

5.1.1	Kirkkauskertoimen määrittäminen.....	40
5.1.2	Aurinkosähkön tuotannon ennuste.....	42
5.1.3	Sähkön kulutuksen ennuste.....	43
5.2	Simuloinnin virhelähteet	44
5.2.1	Optimointipituus	44
5.2.2	Tuntitason optimoinnin virheet.....	46
5.2.3	Hetkellisen säätäjän aiheuttama virhe.....	48
5.2.4	Ennusteiden aiheuttamat virheet	52
5.3	Energian varastointi ilman omaa tuotantoa.....	53
5.3.1	Sähkön hinnan vaikutus kustannushyötyyn	53
5.3.2	Akun merkitys kustannushyötyyn.....	55
5.3.3	Kulutuksen vaikutus kustannushyötyyn.....	57
5.4	Energian varastointi oman tuotannon kanssa	58
5.4.1	Aurinkopaneelien tehon vaikutus kustannushyötyyn	59
5.4.2	Varaston ohjauksen vaikutus kustannushyötyyn	61
6.	JOHTOPÄÄTÖKSET.....	64
6.1	Sähkön käyttäjän hyödyt varastoinnista.....	64
6.2	Varastoinnin vaikutus sähköverkkoon	66
6.3	Virhelähteiden tarkastelu.....	67
6.4	Tulevaisuudet kehityskohdat.....	68
7.	YHTEENVETO	70
	LÄHTEET.....	71

KUVALUETTELO

Kuva 1.	Sähkön kulutus omakoti- ja paritaloissa 2011 [8]	3
Kuva 2.	Tutkimusaineistona käytettävien 495 sähkökäyttäjän keskimääräinen sähkönkulutus vuorokauden aikana lämmitystyypeittäin.....	5
Kuva 3.	Esimerkki kotitalouskuluttajan sähkön hinnan muodostumisesta [13].....	6
Kuva 4.	Ylin, alin ja keskiarvo hinnat Suomen alueen Elspot- markkinahinnoista tunneittain vuonna 2013[25].....	10
Kuva 5.	Mikrotuottajan ostosähkön hinta 50 €/MWh markkinahinnalla, 0,25 c/kWh yhtiön marginaalilla ja 6 c/kWh siirto hinnalla, sekä myyntihinta vastaavalla markkinahinnalla ja 0,07 c/kWh verkkopalvelumaksulla	15
Kuva 6.	Energian varastointijärjestelmän simulointimallin rakenne.....	21
Kuva 7.	Energiavaraston ohjauksen simulointimallin rakenne.....	22
Kuva 8.	Kotitalouden sähköverkon rakenne, kun kohteessa on omaa tuotantoa ja energiavarasto	23
Kuva 9.	Tuntitason optimointialgoritmin eteneminen	26
Kuva 10.	Esimerkki hetkellisen säätäjän toiminnasta	27
Kuva 11.	Sähköenergiavaraston liittäminen kotitalouden sähköverkkoon.....	30
Kuva 12.	Songin ohjausmenetelmän algoritmi [3].....	36
Kuva 13.	Horisontaalitasolle tuleva teoreettinen ja mitattu auringon säteily kesäkuussa 2013	41
Kuva 14.	Kirkkauskertoimen avulla mallinnetun kohtisuoralle pinnalle tulevan auringon säteilyn ja mitatun säteilyn erotus	41
Kuva 15.	Kaltevalle tasolle tulevan ennustetun ja mitatun auringon säteilyn erotus	42
Kuva 16.	Mitattu P_{st} ja ennustettu P_{se} tuotanto kolmelta erityyppiseltä päivältä.....	43
Kuva 17.	Sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaan 7 ennustettu ja mitattu sähkön kulutus kesäkuussa 2013	44
Kuva 18.	Optimointipituuden vaikutus kustannushyötyyn	46
Kuva 19.	Varaston käytön optimointialgoritmien vertailu	47
Kuva 20.	Diskretisoinnin aiheuttama virhe hetkellisessä säätäjässä	48
Kuva 21.	Sähkön kulutus ja tuotanto yhdeltä vuorokaudelta hetkellisenä tehona ja tunnin kokonaisenergiana	51
Kuva 22.	Asiakkaan kuluttama tai syöttämä teho verkon kannalta 2,4 sekunnin mittausvälillä ilman energiavarastoa ja varaston kanssa.....	51
Kuva 23.	Sähkön spot-hintojen vaihtelevuuden vaikutus varastoinnista saatavaan kustannushyötyyn	55

Kuva 24.	Kolmen asiakkaan saama kustannushyöty eri kokoisilla lyijy- ja litiumioniakuilla	56
Kuva 25.	Öljylämmittäjien ryhmän varastoinnin kustannushyöty suhteessa vuosikulutukseen 6,2 kWh (sininen) ja 10,3 kWh (punainen) litiumioniakkuvarastoilla.....	57
Kuva 26.	Sähkölämmittäjien ryhmän varastoinnin kustannushyöty suhteessa vuosikulutukseen 6,2 kWh (sininen) ja 10,3 kWh (punainen) litiumioniakkuvarastoilla.....	58
Kuva 27.	Varaajien ryhmän varastoinnin kustannushyöty suhteessa vuosikulutukseen 6,2 kWh (sininen) ja 10,3 kWh (punainen) litiumioniakkuvarastolla.....	58
Kuva 28.	Öljylämmittäjien ryhmän asiakkaan nro 99 kustannushyöty erikokoisilla litiumioniakkuvarastoilla ja eri nimellistehoisilla aurinkopaneeleilla.....	59
Kuva 29.	Sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaan nro 13 kustannushyöty erikokoisilla litiumioniakkuvarastoilla ja eri nimellistehoisilla aurinkopaneeleilla.....	60
Kuva 30.	Varaajien ryhmän asiakkaan nro 23 kustannushyöty erikokoisilla litiumioniakkuvarastoilla ja eri nimellistehoisilla aurinkopaneeleilla.....	61
Kuva 31.	Öljylämmittäjien ryhmän asiakkaan nro 99 kustannushyöty 6,2 kWh litiumioniakkuvarastolla tässä työssä esitellyllä varaston ohjauksella (H) ja kolmella vaihtoehtoisella ohjauksella (H VO 1-3).....	62
Kuva 32.	Sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaan nro 13 kustannushyöty 6,2 kWh litiumioniakkuvarastolla tässä työssä esitellyllä varaston ohjauksella (H) ja kolmella vaihtoehtoisella ohjauksella (H VO 1-3).....	62
Kuva 33.	Varaajien ryhmän asiakkaan nro 23 kustannushyöty 6,2 kWh litiumioniakkuvarastolla tässä työssä esitellyllä varaston ohjauksella (H) ja kolmella vaihtoehtoisella ohjauksella (H VO 1-3).....	63
Kuva 34.	5 kWh litiumioniakkuvaraston takaisinmaksuaika suhteessa varastoinnista saatavaan vuotaiseen kustannushyötyyn neljällä eri akun hinnalla	65
Kuva 35.	Sähköenergian varastoinnin kumulatiivinen kokonaishyöty 5 kWh litiumioniakkuvarastolla, kun varaston käyttö aloitetaan vuoden 2017 alusta oman tuotannon kanssa ja ilman kolmella mahdollisella sähkön hintakehityksellä.....	66

LYHENTEET JA MERKINNÄT

α	Lämpötilariippuvuusparametri
β	Aurinkopaneelien kallistuskulma
ΔP	Ulkolämpötilasta riippuva kuorman muutos
η	Hyötysuhde
η_{cha}	Varaston latauksen hyötysuhde
η_{dc}	Jännitteenmuuntimen hyötysuhde
η_{dech}	Varaston purkauksen hyötysuhde
η_{inv}	Invertterin hyötysuhde
ρ_g	Heijastuskerroin
B	Energian siirto varastoon tai varastosta
B_e	Varastoinnin hyötysuhteen arvio
B_{eff}	Varaston energian siirron hyötysuhde
B_h	Kumulatiivinen energiansiirto varastosta
B_{max}	Varaston maksimilatausteho
B_{min}	Varaston maksimipurkausteho
B_s	Varaston hetkellinen teho
B_t	Energian siirto varastoon tai varastosta ajanhetkellä
C	Sähkön muuttuvat kustannukset
C_{dmm}	Päivän korkeimman ja matalimman hinnan erotus
C_{dstd}	Päivän sähkön hintojen keskihajonta
$C_{hyöty}$	Kustannushyöty
C_{kan}	Kannattavuusraja
C_{opt}	Optimoitava sähkön hinta
C_{spot}	Sähkön markkinahinta
C_t	Sähkön hinta ajanhetkellä
CE	Energian hinnan kiinteä osa
CE_{marg}	Sähköyhtiön marginaali
CE_t	Energian hinnan muuttuva osa
CM_{kok}	Sähkön kokonaishinta kuukaudessa
CS	Sähkön siirtohinnan kiinteä osa
CS_t	Sähkön siirtohinnan muuttuva osa
D	Sähkön kulutus
D_h	Hetkellinen sähkön kulutus
D_t	Energian kulutus aikavälillä
DOD	Varaston purkaussyvyys
E_{max}	Varaston maksimikapasiteetti
E_t	Varaston energiamäärä ajanhetkellä
$E[P(t)]$	Kuormituksen odotusarvo referenssilämpötilassa
$E[T(t)]$	Ulkolämpötilan odotusarvo
G	Sähköenergian siirto verkkoon tai verkosta
G_0	Teoreettinen horisontaalitasolle tuleva auringon säteily
G_b	Auringon suora säteily
G_d	Auringon hajasäteily
G_i	Kaltevalle tasolle tuleva auringon kokonaissäteily
G_k	Tunnin keskiteho verkkoon päin
G_m	Todellinen horisontaalitasolle tuleva auringon säteily
G_{max}	Tehon verkosta oton yläraja
G_{me}	Kohtisuoralle pinnalle tulevan säteilyn ennuste

G_{met}	Auringon säteilyn ennuste
G_{min}	Tehon verkkoon syötön yläraja
G_{mt}	Mitattu auringon säteily
G_t	Sähköenergian siirto verkkoon tai verkosta ajanhetkellä
I_{cha}	Latausvirta
K_{cKA}	Kerroin keskihintojen muokkauksessa
K_{cmm}	Kerroin äärihintojen muokkauksessa
k_t	Kirkkauskerroin
KAH	Keskeytyksen aiheuttama haitta
P	Sähkön tuotanto
p	Optimointipituus
P_{dc}	Aurinkopaneelien tuotanto tasajännitteenä
P_h	Hetkellinen sähkön tuotanto
P_n	Aurinkosähköjärjestelmän nimellisteho
P_s	Aurinkosähköjärjestelmän tuottama teho
P_{se}	Ennustettu aurinkosähkön tuotanto
P_{st}	Mitattu aurinkosähkön tuotanto
P_t	Sähkön tuotanto ajanhetkellä
$Q_{lithiumC}$	Litiumioniakkukennon kapasiteetti
R_b	Akun sisäinen sarjaresistanssi
$R_{b_lithium}$	Litiumioniakun sisäinen resistanssi
R_{b_lyijy}	Lyijyakun sisäinen resistanssi
R_k	Heijastuskerroin
S_{ohj}	Varaston ohjaussignaali
SOC	Varaston latauksen tila
SOC_0	Varaston tila optimoinnin alussa
SOC_h	Varaston hetkellinen tila
SOC_{max}	Varaston tilan yläraja
SOC_{min}	Varaston tilan alaraja
SOC_t	Varaston tila ajanhetkellä
SOH	Varaston kunto
t	Ajanhetki
t_k	Sähkön jakelun keskeytyksen pituus
T_u	Ulkolämpötila
T_{ave}	Vuorokauden keskilämpötila
V_{alv}	Arvonlisävero
V_b	Akun jännite
V_{b_cha}	Akun latausjännite
$V_{b_lithiumC}$	Litiumioniakkukennon jännite
X	Estimaattivektori
X_t	Optimointifunktion estimaatti
AC	Vaihtovirta
DC	Tasavirta
Li-ion	Litiumioniakku
NaNiCl	Natrium-nikkelikloridiakku
NaS	Natriumakku
NiCd	Nikkeli-kadmiumakku
NiMH	Nikkeli-metallihybridiaakku
Pb	Lyijyakku
SMES	Suprajohtava magneettisen energian varasto

1. JOHDANTO

Ilmaston lämpeneminen ja sen seuraukset ovat aiheuttaneet ihmisissä huolen maapallon tilasta nyt ja tulevaisuudessa. Lämpenemisen on todettu olevan ihmisen toiminnan seurausta ja energiantuotannolla on tässä merkittävä osuus. Viimeaikoina onkin pyritty löytämään keinoja, joilla energiantuotannon ympäristövaikutuksia voitaisiin pienentää. Uusiutuvien energialähteiden käyttö tuotannossa on yksi näistä keinoista. Suomessa sähkön pienimuotoista tuotantoa uusiutuvilla energialähteillä pyritään lisäämään osana energia- ja ilmastostrategiaa. [1] Viime vuosina pientuotanto on lisääntynyt voimakkaasti ja sen odotetaan jatkuvan myös tulevaisuudessa. Ympäristötietoiset ihmiset ovat valmiita sijoittamaan tuotantojärjestelmiin, vaikka niiden taloudellinen kannattavuus olisikin kyseenalainen johtuen pitkistä takaisinmaksuajoista. Toistaiseksi huono taloudellinen kannattavuus on kuitenkin hidastanut pientuotannon laajempaa kasvua, koska monet vaativat sijoitukselta nopeampaa taloudellista hyötyä. Tulevaisuudessa laitteiden hintojen laskiessa myös kannattavuus tulee paranemaan. Jo nyt aurinko- ja tuulivoima, joita pientuotannossa paljon käytetään, ovat tuotantomuodoista kilpailukykyisimpiä.

Energiantuotannon ympäristövaikutuksia voidaan pienentää myös ohjaamalla kulutusta tuotannon mukaan siten, että kulutus pyritään kattamaan pienemmillä päästöillä kuin nyt. Pääsääntöisesti sähköntuotannon nopea säätö pyritään Suomessa toteuttamaan vesivoiman avulla. [2] Aina kuitenkaan vesivoiman säätökapasiteetti ei riitä ja kulutushuippujen tehotarve joudutaan täyttämään tuottaen paljon päästöjä esimerkiksi hiilivoimaloilla. Ympäristön kannalta pitäisi pyrkiä tilanteeseen, jossa nopea säätö voitaisiin toteuttaa vain vesivoiman avulla. Toisaalta uusiutuvien tuotantomuotojen, joiden tuotannon säätäminen ei ole kannattavaa, lisääntyminen aiheuttaa sen, että joissain tilanteissa paikallisesti tuotantoa voi olla tarvetta enemmän. Näin ollen säätövoiman tarve kasvaa ennestään. Veroituksella ja tuotantotuilla sähkön tuotantoa on pyritty ohjaamaan siten, että uusiutuvilla energialähteillä tuotettu sähkö on edullisempaa kuin paljon päästöjä tuottavilla menetelmillä tuotettu. Lisäksi pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vesivoimalla on merkittävä rooli hinnan muodostumisessa ja hyvä vesitilanne laskee hintoja. Koska näin ollen sähkön hinta on edullista silloin, kun sitä tuotetaan vähäpäästöisesti, kulutusta kannattaisi ohjata sähkön hinnan mukaan edullisille ajanjaksoille. Nykyään sähköyhtiöt tarjoavatkin asiakkaille myös markkinahintaan perustuvia tuntihintasopimuksia, joissa asiakas maksaa pienempää hintaa niillä tunneilla kulutetusta sähköstä, joilla markkinahinta on edullisempaa. Pientuotannon kannattavuuden lisäämisessä ja kulutuksen ohjauksessa energian varastoinnilla on suuri merkitys. Varastointi on yksi menetelmä ohjata ajallisesti sähkön kulutusta ja sen avulla pientuotannosta saadaan kannattavampaa.

Tämän työn tavoitteena on selvittää sähköenergian varastoinnin hyödyntämismahdollisuuksia kotitalouksien sähkönkäytön hallinnassa. Tavoitteena on selvittää, kuinka paljon

kotitalouskuluttaja voi hyötyä varastoinnilla vuotuisessa sähkön hinnassa, kun kulutusta siirretään kalliiden tuntien ajalta edullisemmille tuntipohjaista energian hinnoittelua käytettäessä. Lisäksi tavoitteena on selvittää, kuinka paljon kuluttaja voi saada taloudellista hyötyä omasta sähkön pientuotannosta varastoa hyväksikäyttäen. Varastoinnin kannattavuutta tarkasteltaessa keskitytään tuntipohjaiseen sähköenergian hinnoitteluun nykyisillä verkkotariffirakenteilla ja tarkastelun ulkopuolelle on jätetty tehopohjaisten tariffirakenteiden vaikutus ja mahdolliset muut energian varastoinnin taloudelliset hyödyntämismahdollisuudet, kuten akkujen käyttö reservimarkkinoilla.

Akkuvarastoja on tutkittu paljon pientuotannon yhteydessä tuotannon tasoittamiseen, esimerkiksi aurinkovoiman yhteydessä. [3; 4] Tällä tavoin mikrotuotannon kannattavuutta saadaan kasvatettua, mutta potentiaalia kannattavuuden parantamiseen on edelleen. Tässä työssä selvitetään, kuinka paljon kannattavuutta saadaan vielä tästä lisättyä yhdistämällä ohjaukseen ajallisesti muuttuva sähkön hinta. Sähkön hinnan mukaan ohjatun varastoinnin kannattavuus Suomessa on todettu aiemmissa tarkasteluissa heikoksi [5]. Lähteessä [5] tehtyjen tarkastelujen jälkeen sähkön hinnan vaihtelu tunneittain on kuitenkin kasvanut merkittävästi, joten uusi tarkastelu on tarpeen. Hinnan mukaan tehtävään sähkövaraston ohjaukseen on kehitetty algoritmeja, jotka perustuvat siihen, että yleensä sähkön hinnan tuntivaihtelu seuraa kulutusta ja päivittäin huiput ajoittuvat samoihin ajanjaksoihin [6]. Algoritmit on suunniteltu käytettäväksi useamman käyttäjän yhteisvarastoissa, jolloin kulutuksen vaihtelut tasoittuvat verrattuna yksittäisiin asiakkaisiin. Tässä työssä tarkastellaan Suomen avoimille sähkömarkkinoille soveltuvaa varaston ohjausalgoritmia, joka ottaa huomioon Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden sähkön hinnan vaihtelut ja yksittäisten asiakkaiden kulutuksen ja tuotannon vaihtelut.

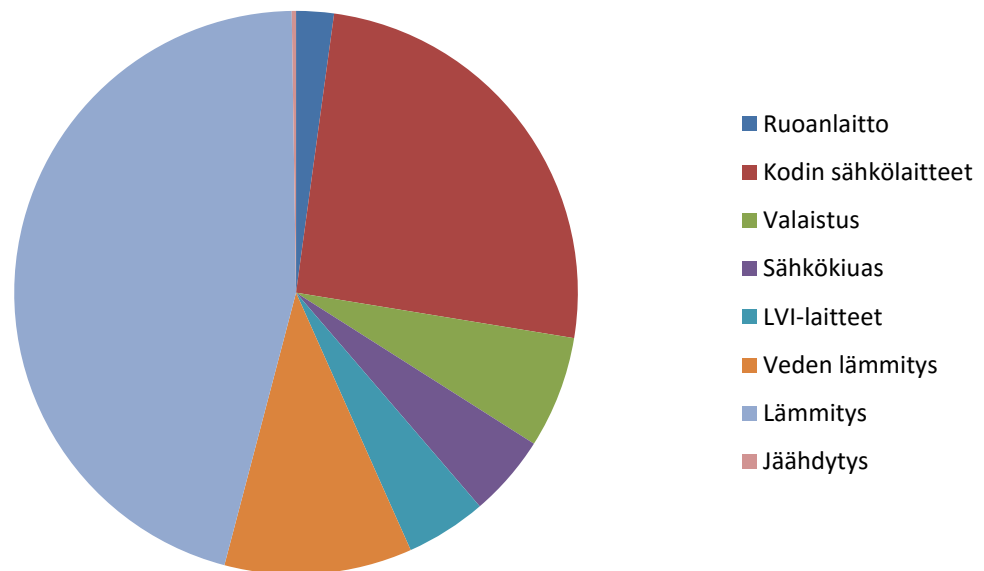
Sähköverkon hallinnan kannalta on tärkeää, että kulutuspisteiden kulutusta pystytään ennustamaan. [7] Kulutuksen ennustamisessa käytetään kuormitusmalleja, jotka perustuvat asiakkaan aiempaan kulutukseen ja muihin kulutuksen vaihtelua aiheuttaviin tekijöihin. Kun kulutuspisteessä otetaan käyttöön energiavarasto, verkon kannalta asiakkaan käyttäytyminen muuttuu. Kuormitusmallien muodostaminen on todettu olevan haastavaa, kun kuormaan ja tuotantoon on yhdistetty varasto [7]. Tässä työssä tarkastellaan varastoinnin kannattavuuden lisäksi sitä, miten kuormitus muuttuu jakeluverkon kannalta, kun varastoa ohjataan energian hinnan mukaan. Sähköenergian varastoinnin kannattavuutta ja kuormituksen muuttumista varastoinnin seurauksena tutkitaan tässä työssä simuloimalla todellisten sähkönkäyttäjien kulutuksen muutosta varastoinnin seurauksena. Luvussa 2 esitellään sähköenergian varastointiin vaikuttavien tekijöiden teoreettinen tausta yleisellä tavalla. Luvussa 3 käydään läpi yksityiskohtaisesti simulointimallin muodostuminen ja siihen liittyvä teoria. Simulointimallin aineistona käytetään todellisia sähkönkäyttäjien kulutustietoja sekä säätietoja, jotka esitellään luvussa 4. Simuloinnista saatavat tulokset käydään läpi viidennessä luvussa. Samalla tutkitaan myös mallin virhelähteiden vaikutusta lopputuloksiin. Luvussa 6 esitetään johtopäätökset simuloinnissa saaduista tuloksista ja lopuksi luvussa 7 esitetään yhteenveto työstä.

2. SÄHKÖENERGIAN VARASTOINTIIN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT

Sähköenergian varastoinnin hyödyntämisen mahdollisuuksiin kotitalouksissa vaikuttaa monet eri tekijät. Jotta varastoinnin kannattavuutta voidaan selvittää, täytyy ensin tarkastella sähkön kulutusta sekä sähkön mikrotuotantoa ja varastointia kotitalouksissa Suomessa. Lisäksi sähkön hinnan muodostuminen ja muut varastointiin vaikuttavat tekijät täytyy huomioida tässä yhteydessä. Tässä luvussa selvitetään näiden tekijöiden yleiskuva siitä, miten ne vaikuttavat sähköenergian varastoinnin hyödyntämismahdollisuuksiin.

2.1 Sähkön kulutus kotitalouksissa Suomessa

Suomessa oli vuoden 2011 lopussa 2 556 000 asutuskuntaa, jotka käyttivät yhteensä 19 237 GWh sähköä vuodessa, josta 59 % oli lämmityssähköä ja loput laitesähköä. [8] Tässä työssä tarkastellaan pääasiassa omakoti- ja paritaloja, joita asutuskunnista oli 1 035 524. Nämä käyttivät sähköä yhteensä 14 216 GWh, eli suurimman osan kaikkien asutuskuntien sähkön käytöstä. Omakoti- ja paritalojen kulutuksesta 66 % oli lämmityssähköä ja 34 % laitesähköä. Kulutuksen jakautuminen eri osa-alueisiin on esitetty kuvassa 1.



Kuva 1. Sähkön kulutus omakoti- ja paritaloissa 2011 [8]

Keskimäärin yksi omakoti- tai paritalo kuluttaa sähköenergiaa 37,6 kWh päivässä ja 1,57 kWh tunnissa. Nämä keskimääräiset luvut määrittävät karkeasti, miten sähköenergiava-

rasto kannattaa mitoittaa omakotitalossa. Kulutus ei kuitenkaan ole tasaista, vaan sen ajalliseen vaihteluun vaikuttavat monet tekijät, jotka täytyy ottaa energian varastoinnissa huomioon. Merkittävin tekijä omakotitalon sähkön kulutuksen suuruudessa on sen lämmitysmuoto. Jos omakotitalon lämmittämiseen käytetään suoraa tai varaavaa sähkölämmitystä, sähkön kulutus on keskimäärin tunnissa 1,44 kWh suurempi kuin muilla lämmitysmuodoilla lämmitettäessä. Tämä tarkoittaa, että sähkölämmitystä käytettäessä tunnin keskimääräinen kulutus on noin 2,38 kWh ja muilla lämmitysmuodoilla 0,94 kWh.

2.1.1 Ulkolämpötilan vaikutus sähkön kulutukseen

Koska lämmityssähkön osuus kokonaiskulutuksesta on niin suuri, säällä on suuri merkitys sähkön kulutukseen. Asuntojen lämmitystarve muuttuu ulkolämpötilan muuttuessa. [9] Lämmitystarpeeseen vaikuttaa se, kuinka paljon kylmempi ulkolämpötila on kuin sisälämpötila. Tutkimuksissa on todettu, että ulkolämpötilan 1 °C muutos aiheuttaa lämmityssähkön kulutukseen noin 4 % muutoksen. [10] Tähän riippuvuuteen virhettä aiheuttaa auringon säteilyn lämmittävä vaikutus ja tuulen viilentävä vaikutus sekä ilmankosteus. Lisäksi riippuvuuteen vaikuttaa asunnon termodynamiikka [11]. Kuitenkin lämpötila on suurin yksittäinen tekijä lämmityssähkön kulutuksessa ja muiden tekijöiden vaikutus on verrattain pientä.

Energian lyhytaikaisen varastoinnin kannalta lämpötilan vuorokausivaihtelu on merkittävä tekijä. Pilvisyys vaikuttaa siihen, kuinka paljon lämpötila vaihtelee yön ja päivän välillä. [12] Selkeällä säällä maaliskuussa Lapissa lämpötila voi vaihdella jopa 20 °C vuorokauden aikana. Pilvisellä säällä vaihtelu on korkeintaan noin 5 °C ja pienintä se on keskitalvella. Tyypillisesti lämpötilan vaihtelu on suurimmillaan keväällä ja syksyllä, jolloin myös lämmityssähkön kulutus vaihtelee eniten vuorokauden aikana.

Suomen sähköjakeluverkon kuormituksen lämpötilariippuvuuden laskemisessa käytetään yksinkertaista mallia, jossa hyödynnetään kuorman lineaarista riippuvuutta lämpötilasta. [10] Ulkolämpötilasta riippuva kuorman muutos ΔP verrattuna referenssilämpötilan kuormaan ajanhetkellä t voidaan laskea yhtälöllä 2.1

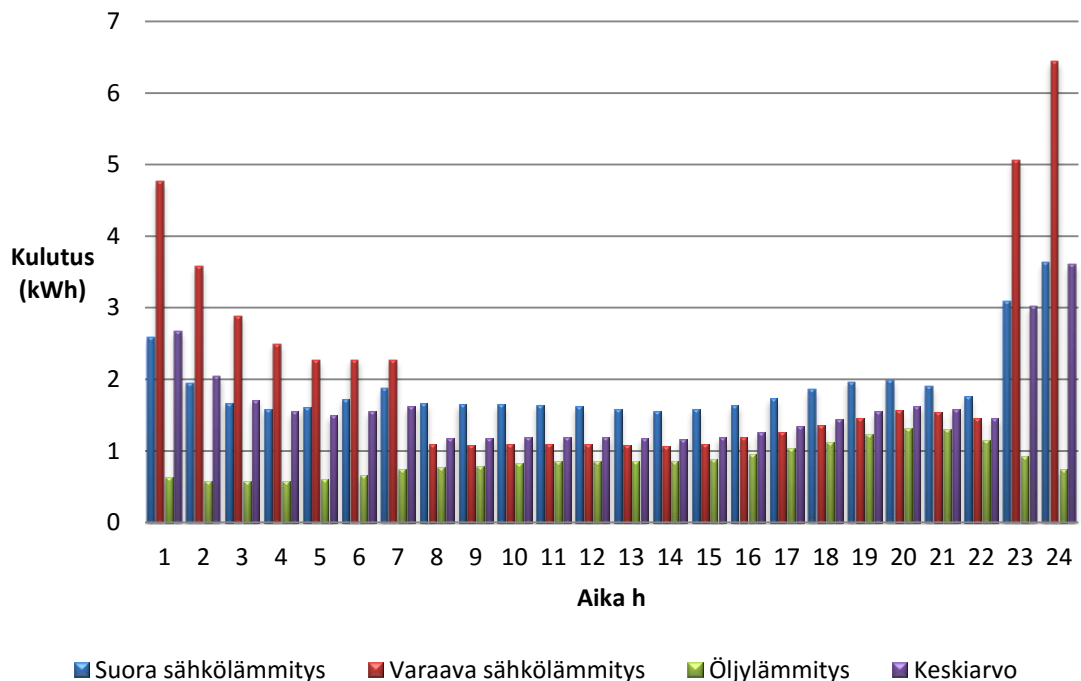
$$\Delta P(t) = \alpha \cdot (T_{ave} - E[T(t)]) \cdot E[P(t)], \quad (2.1)$$

missä T_{ave} on edellisen vuorokauden keskimääräinen ulkolämpötila, $E[T(t)]$ on ulkolämpötilan odotusarvo, α on lämpötilariippuvuusparametri [%/°C] ja $E[P(t)]$ on kuormituksen odotusarvo referenssilämpötilassa. Tämän mallin avulla saadaan ennustettua sähkönkulutusta ulkolämpötilan perusteella. Siinä verrataan edellisen vuorokauden keskilämpötilaa pitkänajan keskiarvoihin ja näiden erotuksella, lämpötilariippuvuusparametrilla korjattuna, kerrotaan kuormituksen odotusarvo. Edellisen vuorokauden keskilämpötilaa käytetään, koska ennustetta tehtäessä tarkasteltavan päivän keskilämpötilaa ei voida vielä tietää. Tästä saadaan kuorman se osa, joka on lämpötilan vaihtelun seurausta. Kun tämä

vähennetään kokonaiskuormasta, saadaan kuorma, joka ei riipu lämpötilasta ja näitä voidaan verrata keskenään. Tämä malli ei ota huomioon vuorokauden aikana tapahtuvia lämpötilan muutoksia. Lämpötilariippuvuusparametri ratkaistaan erikseen eri vuodenajoille, koska kuormitus vaihtelee vuodenaajan mukaan. Lisäksi parametrin laskemisessa käytetään vastaavien asiakasryhmien mittauksia, jotta mallista saadaan mahdollisimman tarkka. Tällä mallilla voidaan ennustaa kotitalouden tulevaa sähkönkulutusta, kun tiedetään asiakkaan aiempi kulutus ja ulkolämpötila.

2.1.2 Vuorokaudenajan vaikutus sähkön kulutukseen

Lämpötilan vuorokausivaihtelun lisäksi sähkön kulutuksen vaihteluihin vuorokauden aikana vaikuttavat myös monet muut tekijät. Kuvassa 2 on laskettu luvussa 4.1 esitettyjen 495 tutkimusaineistona käytettävän sähkökäyttäjän koko vuoden keskiarvokulutus tunneittain lämmitystyypeittäin. Sähkölämmittäjien ja erityisesti varaavien sähkölämmittäjien kulutuksista nähdään, että suurin kulutus sijoittuu yöaikaan. Tämä johtuu yleisesti käytössä olevasta 2-aikatariffista, jossa yöllä sähkö on edullisempaa ja lisäksi ulkolämpötila on yleensä yöllä kylmempi kuin päivällä. Öljylämmittäjien kulutuksesta nähdään parhaiten tyypillinen laitesähkön kulutuskäyttäytyminen vuorokauden aikana. Kulutus-
huiput ajoittuvat aamuun ja iltaan. Suomessa laitesähkön käyttö on talvella suurempaa kuin kesällä, koska tällöin on pimeämpää ja tarvitaan enemmän valaistusta ja muutenkin aikaa vietetään enemmän sisällä.

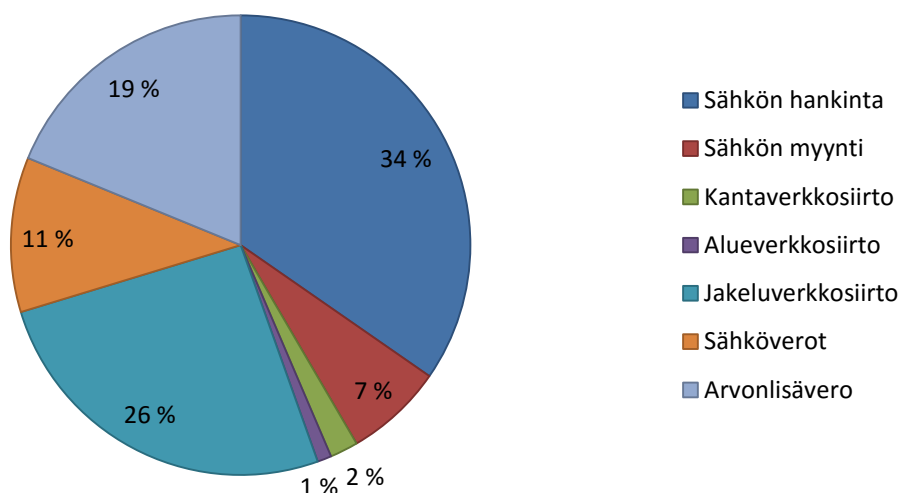


Kuva 2. Tutkimusaineistona käytettävien 495 sähkökäyttäjän keskimääräinen sähkönkulutus vuorokauden aikana lämmitystyypeittäin

Vuorokauden aikana tapahtuva vaihtelu on merkittävä tekijä mitoittaessa sähköenergia-varastoa. Kuten kuvasta 2 huomataan, keskimääräiset vaihtelut tuntien välillä on melko pieniä, jos sähkölämmittäjien ja varaavien sähkölämmittäjien yöaikaisia huippukuormia ei oteta huomioon. Tämä tarkoittaa, että energiavaraston ei tarvitse olla kovin suuri, että siitä saadaan hyötyä. Tuntien välisiä vaihteluja voidaan tasoittaa jo pienilläkin varastoilla. Toisaalta vaihtelujen pienuus pienentää varastosta saatavaa potentiaalista hyötyä, koska sähkön hinnan vaihtelu noudattaa pääasiassa myös kulutuksen vaihteluja.

2.2 Sähkön hinnan muodostuminen Suomessa

Kotitalouskuluttajan sähkön hinta muodostuu kolmesta tekijästä: sähkön siirto hinnasta, sähköenergian hinnasta ja veroista. [13] Kuvassa 3 on esimerkkitapaus siitä, kuinka suuri osuus eri tekijöillä on kotitalouskuluttajan lopulliseen sähkön hintaan. Siirtohintaa voidaan jakaa kantaverkkosiirron, alueverkkosiirron ja jakeluverkkosiirron aiheuttamiin kustannuksiin, joista jälkimmäisin on selvästi suurin. Sähköenergian hinta muodostuu sähkön vähittäismyyjän sähkön hankintakuluista, eli siitä paljonko yhtiö maksaa energiasta, ja myyntikuluista. Lisäksi lähes kolmannes koko hinnasta on veroja. Sähköverkkoyhtiöillä, jotka tarjoavat siirtopalvelun, on alueellinen monopoliasema, joten kuluttaja ei voi kilpailuttaa sähkön siirrosta muodostuvaa hintaansa. Kuluttaja voi vaikuttaa siirtohintansa ainoastaan tariffivalinnalla ja kulutuksella. Sen sijaan kuluttaja voi vapaasti valita, miltä myyntiyhtiöltä ostaa sähköenergiansa, joten siitä muodostuvaan hintaan kuluttaja voi vapaasti vaikuttaa.



Kuva 3. Esimerkki kotitalouskuluttajan sähkön hinnan muodostumisesta [13]

Sekä siirto- että energiahinnassa on kiinteä kuukausittainen osa ja energian määrän mukaan muuttuva osa. Lisäksi verojen suuruus riippuu kulutetusta energiasta. Näin ollen

kuluttajan maksama sähkön kokonaishinta kuukaudessa CM_{kok} määräytyy yhtälön 2.2 mukaan

$$CM_{kok} = (CS + CE) + \sum_{t=1}^{te} ((CS_t + CE_t) \cdot D_t), \quad (2.2)$$

jossa CS on siirtohinnan kiinteä osa ja CE on energiahinnan kiinteä osa. Energian kulu-
tuksesta D_t riippuva muuttuva kustannus muodostuu siirtohinnasta CS_t ja energiahinnasta
 CE_t . Verojen osuus on sisällytetty muuttuvien kustannusten hintakomponentteihin. Kiin-
teiden kulujen yksikkö on *euroa/kk* ja muuttuvien *euroa/kWh*. Summattavien termien lu-
kumäärä te riippuu käytetystä hinnoittelusta, eli kuinka monta kertaa hinta muuttuu kuu-
kauden aikana. Taulukossa 1 on esimerkkejä suomalaisten sähköverkkoyhtiöiden yleis-
ja aikasiirtohinnoista vuodelta 2015 käyttöpaikoissa, joissa sulakekoko on 3x25A. Aika-
hinnoittelussa yöhinta on voimassa kello 22-7 välisenä aikana. Sähköverkkoyhtiöt tarjoa-
vat myös kausisiirtosopimuksia ja tehoon perustuvia sopimuksia, mutta nämä vaihtelevat
yhtiöittäin. Tässä työssä siirtohintoja tarkasteltaessa käytetään sulakekokoja 3x25A, koska
tämä on yleinen sulakekoko tarkastelluissa omakotitaloissa.

Taulukko 1. Sähköverkkoyhtiöiden siirtohintoja (3x25A) vuonna 2016

Sähköverkkoyhtiö	CS (Yleis) (€/kk)	CS _t (Yleis) (€/kWh)	CS (Aika) (€/kk)	CS _t (päivä) (€/kWh)	CS _t (yö) (€/kWh)
Caruna Oy [14]	16,95	0,068	21,56	0,067	0,052
Elenia Oy [15]	14,89	0,067	25,86	0,058	0,047
Loiste Sähköverkko Oy [16]	16,80	0,069	29,80	0,060	0,048
Tampereen Sähkö- verkko Oy [17]	3,16	0,057	10,53	0,059	0,041

2.2.1 Sähkön siirron hinnoittelu tulevaisuudessa

Yleis- ja aikahinnoittelu on merkittävimmät siirtotariffit, joita tällä hetkellä sähköverk-
koyhtiöt tarjoavat. Nykyisissä sähkönsiirtotariffeissa ongelmalliseksi on havaittu se, että
hinnoittelu ei kannusta käyttämään jakeluverkkoa järkevästi. [18] Energiahinnoittelulla,
kysynnän joustolla ja muilla toimilla energiatehokkuutta pyritään ohjaamaan siten, että
kulutus vastaisi mahdollisimman hyvin tuotantoa, jolloin sähkö saadaan tuotettua mah-
dollisimman tehokkaasti ja edullisesti. Tämä kuitenkin saattaa kasvattaa verkon kuormi-

tushuippuja, ja tarvetta verkkoinvestointien kasvattamiselle. Tulevaisuuden siirtotariffeissa pyritään löytämään kannuste sille, että verkolle aiheutuvia kuormitushuippuja pienennettäisiin. Käytössä oleva yleissiirto ei kannusta tähän mitenkään ja aikasiirron ongelmana on se, että vaikka yöllä kulutusta on muuten vähemmän, useiden käyttäjien aikaohjattujen kuormien, kuten varaavan sähkölämmityksen, kytkeytyminen yhtä aikaa päälle aiheuttaa itsessään verkolle tehopiikin.

Yhtenä tulevaisuuden siirtotariffirakenteena on ehdotettu ainoastaan tehorajaan pohjautuvaa kiinteää kuukausimaksua, joka kannustaisi rajoittamaan huipputehoja. [18; 19] Tämä malli ei kuitenkaan muuten kannustaisi kuluttajaa energiatehokkaaseen sähkönkäyttöön. Pelkkään energiamaksuun perustuva hinnoittelu olisi taas ongelmallinen verkoyhtiön kannalta, koska tulojen ennustettavuus olisi vaikeaa. Ajallisesti muuttuviin energia ja huipputehon hintoihin perustuvien siirtotariffien ongelmana on se, että eri käyttäjien kulutus on hyvin erityyppistä ja verkon kannalta on vaikea löytää optimaalista ajallista hintaa. Yhtenä tulevaisuuden siirtotariffimallina on ehdotettu tehokaistamallia. Siinä asiakkaalle varattaisiin tietyn suuruinen tehokaista verkosta, jonka sisällä kulutuksen täytyisi olla. Käytännössä tämä tehokaista vastaa asiakkaan huipputehoa. Kuluttaja siis maksaisi energiansiirrosta sitä pienempää hintaa, mitä pienempi huipputeho on. Energian varastoinnilla on tässä suuri merkitys, koska huipputehoa voidaan laskea merkittävästi ohjaamalla varaston käyttö oikein.

2.2.2 Sähköenergian hinnoittelu

Kuluttaja voi vapaasti valita, miltä sähköyhtiöltä ostaa sähköenergiansa ja millä hinnoittelumallilla hinta muodostuu. Sähköyhtiöt ovat perinteisesti tarjonneet määräaikaista sopimuksia, joissa hinta pysyy vakiona tietyn ajan ja toistaiseksi voimassa olevia sopimuksia, joissa yhtiö voi muuttaa markkinahintojen mukaan hintoja pitkällä aikavälillä. Lisäksi aikahinnoittelu, jossa yö- ja päivä sähköllä on eri hinta, vastaavasti kuin siirtohinnoittelussa, on pitkään käytössä ollut hinnoittelumalli. Näiden lisäksi etäluettavien AMR-mittareiden mahdollistama tunneittain muuttuva sähkön hinnoittelu on tullut sähköyhtiöiden tuotevalikoimaan. Siinä sähkön hinta perustuu pohjoismaisen sähköpörssin Suomen tuntihintaan, johon lisätään yhtiön marginaali. Tällaisella hinnoittelulla kannustetaan kuluttajia ohjaamaan kulutustaan edullisten tuntien ajalle. Kuluttajan sähköenergiasta mak sama hinta sähköyhtiön hinnoittelussa muodostuu yhtälön 2.3 mukaan

$$CE_t = C_{spot} \cdot V_{alv} + CE_{marg}, \quad (2.3)$$

jossa C_{spot} on sähkön markkinahinta, V_{alv} on kerroin arvonlisäveron lisäämiseksi eli 1,24 ja CE_{marg} on sähköyhtiön marginaali.

Tässä työssä tarkastellaan toistaiseksi voimassa olevia julkisia sähkösopimushintoja, koska niitä voidaan verrata keskenään eri sähköyhtiöiden välillä. Määräaikaississa sopimuksissa energiahinnat ovat usein edullisempia, mutta niitä on vaikeampi verrata muihin

sopimustyyppeihin. Eri sähköyhtiöillä myyntituotteista käytetään monia eri nimityksiä. Tässä työssä sopimuksia, joissa vuorokauden aikana on sama hinta kutsutaan yleissähkäksi, sopimuksia, joissa on kaksi hintaa aikasähkäksi ja sopimuksia, jotka perustuvat tunneittain vaihtuvaan markkinahintaan tuntisähkäksi. Taulukossa 2 on esimerkkihintoja muutamilta sähköyhtiöiltä.

Taulukko 2. Sähköenergian hintoja eri sähköyhtiöillä 11.5.2016 [20-23]

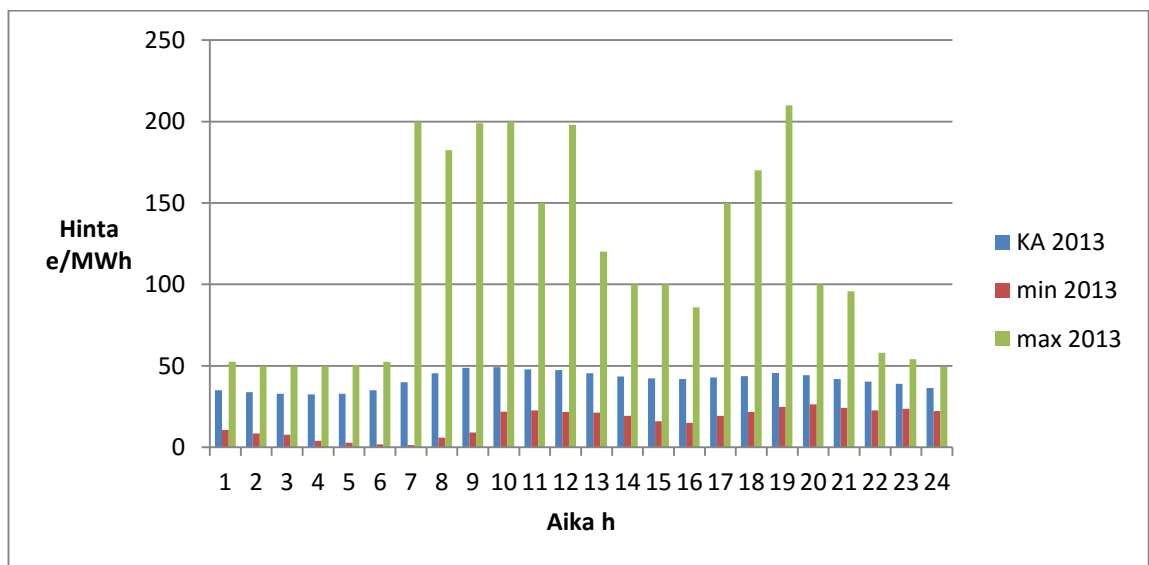
Sähkön myyjä	CE (Yleis) (€/kk)	CE _t (Yleis) (€/kWh)	CE (Aika) (€/kk)	CE _t (Päivä) (€/kWh)	CE _t (Yö) (€/kWh)	CE (Tunti) (€/kk)	CE _{marg} (Tunti) (€/kWh)
Kymenlaakson Sähkö Oy	3,03	0,0711	4,74	0,0701	0,0595	2,99	0,0025
Fortum Oyj	4,02	0,0398	4,02	0,0454	0,0352	4,02	0,003
Helen Oy	3,84	0,0579	3,84	0,0662	0,0537	3,93	0,0024
Turku Energia Oy	3,78	0,0471	3,78	0,0496	0,0434	3,78	0,0029

2.2.3 Markkinahinnan muodostuminen

Sähkön markkinahinnalla tarkoitetaan tässä yhteydessä pohjoismaisessa sähköpörssissä Nord Poolissa käytävän Elspot-markkinoiden Suomen aluehintaa. [24] Elspot-markkinoilla käydään kauppaa seuraavan vuorokauden sähkön toimituksista tunneittain. Näin ollen vuorokauden tunti hinnat tiedetään jo etukäteen edellisenä päivänä. Tunnin markkinahinta määräytyy kysynnän ja tarjonnan mukaan. Sähkön osto- ja myyntitarjoukset sisältävät hinnan ja määrän, ja näistä tarjouksista muodostetaan käyrät, joiden leikkauspisteestä tunti hinta muodostuu. Suomen alue hinta ei ole aina sama kuin muiden alueiden hinta, koska siirtorajoitukset estävät toisinaan täysin vapaan kaupankäynnin. Tämä tarkoittaa esimerkiksi sitä, että jos Ruotsista olisi saatavissa paljon edullista vesivoimaa ja Suomen kysyntä on suurempaa kuin mitä kapasiteetti mahdollistaa siirtämään, erotus jouduttaan tuottamaan Suomessa kalliimmalla tuotantotavalla, jolloin Suomen alue hinta on korkeampi. Suomessa sähköyhtiöiden tarjoamien tuntisähkösopimusten hinta perustuu tähän Suomen Elspot-markkinoiden alue hintaan.

Erilaisten tuotantomuotojen kiinteät ja muuttuvat kustannukset ovat hyvin erilaisia. [24] Tuotantomuotoja, joiden kiinteät kustannukset ovat korkeat ja muuttuvat kustannukset ovat suhteessa matalat, kannattaa käyttää aina maksimiteholla. Tällaisia ovat esimerkiksi tuulivoima ja ydinvoima. Fossiilisia polttoaineita käyttävien voimalaitosten muuttuvat

kustannukset ovat korkeat ja niitä kannattaakin käyttää vain, kun sähkön hinta on korkea. Koska markkinahinta on aina edullisin mahdollinen hinta, jolla kysyntä täytetään, kannattaa ensisijaisesti sähkö tuottaa edullisten muuttuvien kustannusten tuotantomuodoilla. Tästä johtuen, jos kysyntää on paljon, sähkömarkkinoilla hinta on yleensä korkea. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla tähän kysynnän ja tarjonnan lakiin poikkeuksen aiheuttaa suuri vesivoiman osuus kokonaistuotannosta ja kasvava tuulivoiman osuus. Vesivoimaa tuotetaan pääasiassa vesitilanteen mukaan, joka tarkoittaa sitä, että jos vesitilanne on hyvä, sähkö voi olla edullista kulutushuippujenkin aikana. Tuulivoiman osuuden kasvu aiheuttaa sen, että tuulivoiman tuotanto kovalla tuulella voi olla alueellisesti niin suurta, että sähkön markkinahinta voi olla jopa negatiivista, koska tuotantotukien vuoksi tuulivoimaloita kannattaa aina käyttää maksimiteholla ja toisaalta esimerkiksi sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksia ei kannata ajaa alas hyvin lyhyeksi aikaa. Koska tuulivoiman osuus on lisääntynyt ja lauhdevoiman käytöllä on huono kannattavuus, säätövoimaa on tulevaisuudessa vähemmän käytettävissä. Tämä tarkoittaa sitä, että jos kulutushuipun aikana on huono vesitilanne, eikä tuule, niin sähkön markkinahinta voi nousta hyvinkin korkeaksi. Sähkön markkinahinta noudattaa pääasiassa kulutuksen vaihteluja, mutta hinnoissa voi olla suuriakin vaihteluja. Kuvassa 4 on esitetty vuoden 2013 Elspot-markkinoiden Suomen alueen tuntihiintojen korkein, matalin ja keskiarvohinta jokaiselle tunnille.



Kuva 4. Ylin, alin ja keskiarvo hinnat Suomen alueen Elspot-markkinahinnoista tunneittain vuonna 2013[25]

Kuvasta 4 nähdään, että keskimäärin korkeimmat hinnat ajoittuvat aamun tunteihin. Toinen hintahuippu on havaittavissa illalla. Kun verrataan minimi ja maksimi hintoja, huomataan, että aamulla kello 7 hinnan vaihtelu voi olla hyvin suurta. Tällöin sähkö voi olla todella edullista tai kallista. Illan myöhäisimpinä tunteina vaihtelu on melko pientä. Hajautetun sähköntuotannon lisääntyessä hinnan vaihtelut tulevat myös lisääntymään. Jos

energian varastoinnilla kulutusta saadaan pienennettyä kalliiden tuntien aikana, sähköenergiasta maksettavaa hintaa on mahdollista saada pienemmäksi.

2.3 Sähköenergian varastointimenetelmät kiinteistötasolla

Sähköenergian varastointiin on kehitetty monia erilaisia menetelmiä ja niiden kehitys on nopeaa. [26; 27] Varastoja on kehitetty moniin eri käyttötarkoituksiin ja siksi niiden ominaisuudet eroavat huomattavasti toisistaan. Karkeasti varastotyyppit voidaan jakaa korkean tehon varastoihin ja korkean energiamäärän varastoihin. Korkean tehon varastot ovat tyypillisesti sellaisia, että niistä saadaan suuri teho lyhyellä ajalla, kuten vauhtipyörät, superkondensaattorit ja suprajohtavat magneettisen energian varastot. Tällaisten varastojen ominaisuudet eivät sovellu kiinteistöjen energian varastointiin, koska kotitalouksissa ei juuri ole tilanteita, joissa tarvittaisiin suurta tehoa vain lyhyen aikaa. Sen sijaan korkean energian varastot soveltuvat hyvin kiinteistöihin, koska niiden tehtävänä on varastoida suuri määrä energiaa, joka luovutetaan pitkällä ajalla. Suuria energiavarastoja, kuten pumpattuja vesivarastoja ja paineilma- varastoja on kehitetty tuotannon tasaamiseen esimerkiksi tuulivoiman yhteydessä [28]. Tällaisilla energiavarastoilla on hyvä hyötysuhde ja niiden kustannukset suhteessa varastoituun energiamäärään on hyvin pienet. Ne ovat kuitenkin käytännössä liian suuria käytettäväksi kotitalouksissa. Parhaiten kotitalouksien sähköenergiavarastoiksi soveltuvat akut, joiden varastoima energiamäärä on kilowattitunneista muutamiin kymmeneen kilowattitunteihin [27]. Tässä työssä tarkastellaan vain varastoja, joiden energia muutetaan takaisin sähköksi, joten lämpöenergiavarastot jätetään tarkastelun ulkopuolelle.

2.3.1 Akut

Akku on vanhin sähköenergian varastointimenetelmä ja siinä sähköenergia muutetaan akkua ladattaessa suoraan kemialliseksi energiaksi ja purettaessa takaisin sähköksi. [26] Akkujen kehitystä on ohjannut kunkin ajan vaatimat tarpeet. Esimerkiksi lyijyakkuja on kehitetty aikanaan soveltuvaksi autojen käynnistysvirtalähteeksi, missä tarkoituksessa ne toimivat nykyäänkin. Tällä hetkellä akkukehitystä ohjaavat pääasiassa sähköautot ja kannettavat laitteet, joiden tarpeisiin tarvitaan akkuja, joiden energiatiheys on mahdollisimman korkea. Kiinteistötasolla korkea energiatiheys on hyvä ominaisuus, mutta ei kuitenkaan niin tärkeä, kuin esimerkiksi sähköautoissa. Kiinteistön sähköenergiavaraston tärkein ominaisuus on korkea hyötysuhde, koska häviöt heikentävät kannattavuutta merkittävästi. Toiseksi varaston kustannukset suhteessa varastoidun energian määrään täytyy olla niin pienet, jotta varastointi yleensä on kannattavaa. Muita varastolta vaadittavia ominaisuuksia ovat riittävän nopea vasteaika, pitkä elinikä ja erityisesti turvallisuus. Koska akkuja ei ole varsinaisesti kehitetty kiinteistön energiavarastoinnin näkökulmasta, sopivaa akkutyyppiä valittaessa on tutkittava eri akkujen soveltuvuutta tähän käyttötarkoitukseen. Taulukossa 3 on verrattu erilaisten akkutyyppien niitä ominaisuuksia, jotka ovat

kiinteistötasolla akkua käytettäessä mielenkiintoisimpia. Ominaisuudet ovat parhaita arvoja, joihin kyseisillä akkutyypeillä päästään.

Taulukko 3. Akkujen ominaisuuksia [27]

Akku- tyyppi	Hyöty- suhde [%]	Kustan- nukset [€/kWh]	Vaste- aika	Energia- tiheys [kWh/m ³]	Elin- ikä [a]	Elinikä [sykliä]	Itsepurkaus [%/vrk]
Pb	80-90	50-300	ms	75	3-15	2000	0,1-0,3
NiCd	70-75	200- 1000	ms	<200	15-20	1500	0,2-0,6
NiMH	70-75	240- 1200	ms	<350	5-10	3000- 5000	0,4-1,2
Li-ion	90-98	200- 1800	ms-s	250-620	8-15	>4000	0,1-0,3
NaS	85-90	200-900	ms	<400	12-20	2000- 4500	20
NaNiCl	90	70-150	ms	150-200	12-20	1000- 2500	15

Kuten taulukosta 3 nähdään, akuista paras hyötysuhde on litiumioniakuilla (Li-ion), joka parhaimmillaan voi olla jopa 98 %. [27] Myös lyijyakun (Pb) ja natrium-pohjaisten, natrium-rikki (NaS) ja natrium-nikkelikloridi (NaNiCl), akkujen hyötysuhde on hyvä. Selvästi edullisimmat akut kustannuksiltaan ovat lyijy ja natrium-nikkelikloridi akut. Litiumioniakut ovat kalleimpia, mutta niiden kustannukset laskevat voimakkaasti valmistusmenetelmien kehittyessä. Vasteaika on kaikilla akuilla millisekuntiluokkaa, joka on hyvin riittävä kiinteistötason energianvarastoinnissa. Energiatiheydessä litiumioniakut ja lyijyakut muodostavat ääripäät. Litiumioniakku voi parhaimmillaan olla alle kahdeksasosan kokoinen lyijyakkuun verrattuna, jonka varastointikapasiteetti on samansuuruinen. Natrium-pohjaisilla akuilla ja nikkeli-kadmiumakuilla (NiCd) on pisin elinikä vuosissa, mutta litiumioniakku on vähiten riippuvainen lataus-purkaus-sykleistä verrattuna käyttövuosiin. Latauksen purkautuminen itsestään on hyvin pientä muilla akuilla kuin natrium-pohjaisilla akuilla ja nikkeli-pohjaisten akkujen, nikkeli-kadmium ja nikkeli-metallihybridi, ongelmana on muisti-ilmiö, joka heikentää akun kapasiteettiä, jos akkua ei pureta riittävän tyhjäksi säännöllisesti.

Tällä hetkellä ominaisuuksiltaan paras ja yksinkertaisin ratkaisu kotitalouden sähköenergiavarastoksi on perinteinen lyijyaku. [27] Sen ainoana ongelmana on oikeastaan se, että jos halutaan suurta varastointikykyä, niin akku vie suuren tilan. Tämä voi olla ongelmana monissa kiinteistöissä, jos rakennuksessa ei ole erillistä teknistä tilaa tai muuta paikkaa, mihin suuri akusto voitaisiin sijoittaa. Muista akuista litiumioniakkuja on myös syytä tarkastella, koska niiden ominaisuudet soveltuvat hyvin kiinteistötasolle. Litiumioniakkujen ongelmia ovat vielä tällä hetkellä korkea hinta ja turvallisuus. Litium reagoi voimakkaasti veden kanssa ja voi aiheuttaa voimakkaan palamisen tai jopa räjähdysen. Tästä syystä litiumioniakkujen valmistuksessa täytyy varmistaa erittäin tarkkaan, että litium ei altistu kosteudella. Lisäksi häiriötilanteissa litiumioniakku voi vapauttaa myrkyllisiä kaasuja. Valmistustapojen kehittyessä litiumioniakuista tulee turvallisempia ja edullisempia ja siksi niitä kannattaa tarkastella tässä yhteydessä. Myös natrium-rikkiakku on potentiaalinen vaihtoehto kiinteistötason energian varastointiin. Sen ongelmia ovat latauksen purkautuminen itsestään, korkeat kustannukset ja korkea käyttölämpötila. Natrium-rikkiakku tarvitsee toimiakseen yli 300 °C lämpötilan ja se vaatii siten erillisen lämmitysjärjestelmän. Nikkeli-pohjaiset akut eivät tule kysymykseen kiinteistötasolla huonon hyöty-suhteen ja muisti-ilmiön vuoksi. Natrium-nikkelikloridiakut on suunniteltu pienempiin sovelluksiin ja niiden varastointikyky ei riitä kiinteistötasolla.

2.3.2 Tulevaisuuden energiavarastot kiinteistöissä

Kuten aiemmin todettiin, litiumioniakut voivat olla tulevaisuudessa merkittävässä roolissa kiinteistöjen energian varastoinnissa. Myös natrium-rikkiakut voivat kehittyä käyttötarkoitukseen hyvin soveltuviksi. Nämä akkutyypit ovat kuitenkin jo markkinoilla, joten niitä ei suoranaisesti voida kutsua tulevaisuuden energiavarastoiksi. Sen sijaan eriasteisissa kehitysvaiheissa olevia virtausakkuja voidaan pitää varteenotettavina vaihtoehtoina tulevaisuuden energiavarastoiksi. [26] Ne eroavat akuista siinä, että kun akuissa elektrodit ja yksi elektrolyytti ovat samassa tilassa, niin virtausakuissa teholähteenä toimii elektrodien ja kahden ioniläpäisevän kalvon erottaman tilan läpi virtaavan elektrolyytin kokonaisuus. Kaksi eri elektrolyyttiä virtaa erillisistä säiliöistä teholähteelle ja takaisin. Tämä rakenne on erityisen hyvä ajatellen kiinteistöjä, koska teholähde ja elektrolyyttisäiliöt voivat olla kaukanakin toisistaan. Virtausakun varastointikapasiteetti riippuu käytännössä elektrolyyttitankkien koosta. Energiavaraston liittäminen kiinteistön sähköjärjestelmään ei vie paljoa tilaa, koska varsinainen teholähde on pienikokoinen. Elektrolyyttitankit voidaan sijoittaa vaikka rakennuksen ulkopuolelle ja siksi tila ei rajoita varaston kapasiteettia.

Virtausakuista vanadium-redoksi ja sinkki-bromidi sovellukset on todettu olevan potentiaalisimpia vaihtoehtoja kiinteistötasolla käytettäväksi. [27] Niiden ominaisuudet ovat hyvin saman kaltaiset akkuihin verrattuna. Akkuihin verrattuna parempina ominaisuuksina voidaan mainita nopeampi vasteaika ja vanadium-redoksi virtausakun todella nopea

latausaika, joka tarkoittaa, että sitä voi ladata suurella virralla ilman hyötysuhteen voimakasta pienenemistä. Virtausakuissa on vielä paljon kehitettävää, kuten esimerkiksi hyötysuhde ja kaupallistaminen. Virtausakkujen kustannukset ovat vielä korkeat, mutta ne tulevat varmasti laskemaan, kun sovelluksia saadaan markkinoille. Virtausakuista vanadium-redoksiakun kehitys on pisimmällä ja sen soveltuvuutta kiinteistötason energianvarastointiin on jo tutkimuksissa mallinnettu [29]. Akkujen ja virtausakkujen lisäksi myös suprajohtavan magneettisen energian varastolla (SMES) on potentiaalia kehittyä tulevaisuudessa soveltuvaksi kiinteistötason tarpeisiin. [27] Suurimpana ongelmana on varaston vaatimien materiaalin korkea hinta. Lisäksi tekniikkaa täytyy vielä kehittää paremmin kiinteistötasolle soveltuvaksi.

2.4 Energian varastoinnin hyödyt

Tässä työssä energian varastoinnin hyötyjä tarkastellaan pääasiassa kuluttajan saaman kustannushyödyn näkökulmasta. Kuitenkin energian varastoinnilla on myös monia muita hyötyjä, joita voi olla vaikea tarkastella rahallisesti. Kuluttajan kannalta kustannussäästön lisäksi toinen merkittävä hyöty voi olla sähkön saatavuuden varmistaminen. [26] Varastointi voi hyödyttää myös sähköverkkoyhtiötä sekä sähkön myyjiä ja tuottajia. Laajemmin ajateltuna sähköenergian varastoinnilla saadaan myös ympäristöhyötyjä, kun uusiutuvien energialähteiden käyttöä voidaan sen ansiosta lisätä.

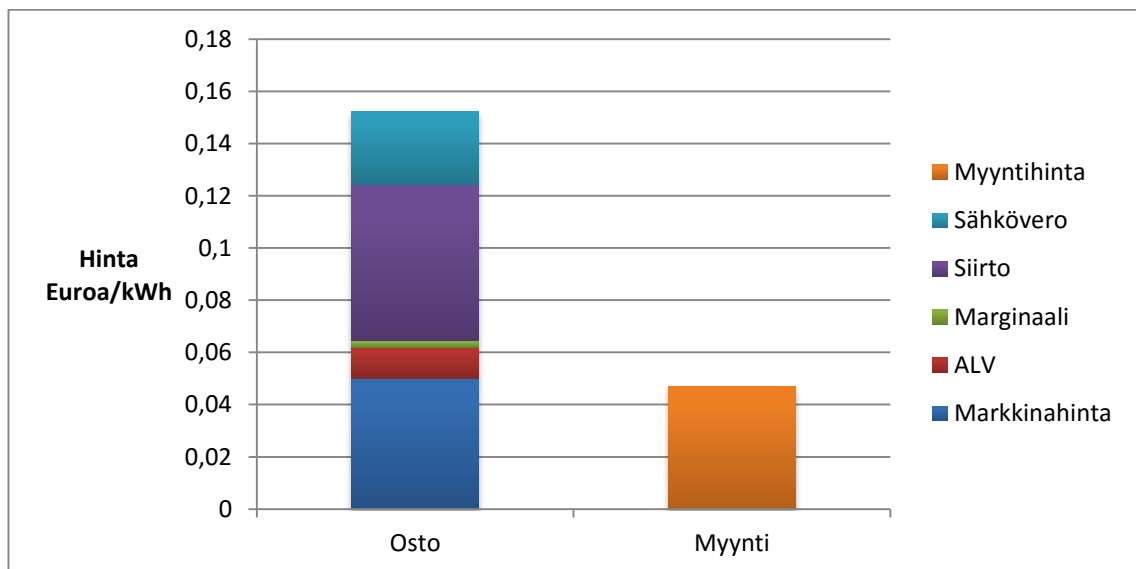
2.4.1 Kuluttajan kustannushyöty

Kuluttajan saamaa kustannushyötyä voidaan tarkastella helposti vertaamalla sähköstä maksettavaa hintaa eri tapauksissa. Kannattavuuden tarkastelussa täytyy myös ottaa huomioon varastoinnista aiheutuvat kustannukset ja verrata niitä saatuun hyötyyn. Varastoinnoilla saatavaa euromääräistä kustannushyötyä laskettaessa ei oteta huomioon varaston kustannuksia, vaan verrataan ainoastaan valitulla varastointimenetelmällä kulutetun sähkön hintaa ilman varastointia kulutetun sähkön hintaan, vastaavalla sähkösopimustyyppillä laskettuna. Varastoinnin kannattavuutta voidaan tarkastella vertaamalla kustannushyötyä varaston aiheuttamiin kustannuksiin. Euromääräinen kustannushyöty muodostuu kahdesta tekijästä, kulutuksesta ja sähkön hinnan ajallisesta vaihtelusta. [5] Tietyllä aikavälillä kulutetusta sähköstä maksetaan tietty hinta. Jos tämä energia otetaankin varastosta, jonne se on varastoitu silloin, kun sähkön hinta oli edullisempi, niin kulutetun sähkön hinnaksi muodostuu varastoidun sähkön hinta. Tässä täytyy huomioida, että varastoinnin häviöiden vuoksi varastoidun energian määrä täytyy olla suurempi kuin kulutetun energian määrä. Tämä voidaan esittää yhtälön 2.4 mukaisesti

$$C_{hyöty,t1} = D_{t1} \cdot (C_{t1} - \frac{1}{\eta} \cdot C_{t2}), \quad (2.4)$$

jossa $C_{hyöty,t1}$ on kustannushyöty, D_{t1} kulutus ja C_{t1} sähkön hinta tunnilla $t1$. Ajan, jolloin sähkö varastoitaisiin, sähkön hinta on C_{t2} ja η on varastoinnin hyötysuhde. Yhtälöstä nähdään, että varastointi on kannattavaa, kun ajan, jolloin sähkö varastoitaisiin, hinta on edullisempi kuin hyötysuhteella kerrotun tarkasteltavan aikavälin sähkön hinta. Varastoinnista tulee sitä kannattavampaa, mitä suurempi hintojen erotus on ja mitä suurempi sähkön kulutus on.

Kuten todettiin, varastoinnista saatava kustannushyöty sähkön hinnasta riippuu sen ajallisesta vaihtelusta ja hintojen erotuksesta. Jotta tällä tavoin varastoinnista voitaisiin hyötyä, täytyy sähkön hinnoittelussa olla käytössä ajallisesti muuttuva hinnoittelu, eli käytännössä tuntisähkösopimus tai aikasähkösopimus. Toinen keino, kuinka kuluttaja voi varastosta saada rahallista hyötyä, on oman tuotannon tasoittaminen. Jos kuluttajalla on sähköjärjestelmään kytkettynä omaa tuotantoa, siitä saatava teho ei aina vastaa kulutusta. Tuotannon yli oleva kulutus joudutaan ostamaan verkosta, ja jos tuotanto on kulutusta suurempaa, ylimääräsähkö voidaan myydä verkkoon. [30] Sähköyhtiö maksaa verkkoon syötetystä sähköstä markkinahinnan mukaisesti, mutta vähentää siitä oman marginaalinsa. Lisäksi jakeluverkkoyhtiö voi verkkoon syötetystä energiasta periä verkkopalvelumaksua. Näin ollen mikrotuottajan myymän sähkön hinta on paljon pienempi kuin ostetun sähkön hinta. Hintojen eroa on havainnollistettu kuvassa 5, jossa myyntihintana on markkinahinta vähennettynä marginaalilla ja 0,07 c/kWh verkkopalvelumaksulla, jonka sähköverkkoyhtiö voi laskuttaa lain mukaan verkkoon syötetystä energiasta.



Kuva 5. Mikrotuottajan ostosähkön hinta 50 €/MWh markkinahinnalla, 0,25 c/kWh yhtiön marginaalilla ja 6 c/kWh siirto hinnalla, sekä myyntihinta vastaavalla markkinahinnalla ja 0,07 c/kWh verkkopalvelumaksulla

Kuten kuvasta 5 huomataan, osto- ja myyntihinnan ero on huomattava. Tämä tarkoittaa sitä, että jos oma tuotanto on välillä suurempaa kuin kulutus, kuluttaja voi saada kustannushyötyä varastoimalla oman kulutuksen ylittävän tuotannon ja käyttämällä varastoidun sähkön, kun tuotanto on kulutusta pienempää. Tilannetta voidaan tarkastella myös yhtälön 2.4 mukaan, jossa osto- ja myyntihinta toimivat eri aikojen hintoina. Voidaan ajatella, että jos kuluttaja jättää myymättä ylituotetun energian verkkoon, hänelle muodostuu tappiota myyntihinnan verran. Koska ylituotannon aikana kulutus on negatiivista, negatiivinen sähkön hinta voidaan ajatella varastoon ostetun sähkön hintana. Kun tätä verrataan yhtälön 2.4 mukaisesti ajanhetkeen, jolloin sähkö joudutaan ostamaan verkosta, saadaan varastoinnilla saavutettu kustannushyöty. Hintojen erotuksesta johtuen omatuotettu sähkö kannattaa käyttää mahdollisuuksien mukaan omassa kulutuksessa.

2.4.2 Sähkökatkojen vähentäminen

Toinen hyöty, jonka kuluttaja kustannusten lisäksi voi varastoinnilla saada, on sähkön saatavuuden parantuminen. [26] Käytännössä tämä tarkoittaa jakelun keskeytyksistä aiheutuvan haitan pienenemistä. Kiinteistön sähköverkkoa voidaan syöttää varastosta sähkökatkon aikana. Se, kuinka pitkän sähkökatkon aiheuttama vaje varastolla voidaan täyttää, riippuu varaston koosta, kulutuksesta ja siitä, miten paljon energiaa varastossa on katkon alettua. Lisäksi voidaan ohjata, että vain tärkeimmät sähkölaitteet on käytettävissä katkon aikana. Varastoinnilla saavutettua hyötyä sähkön saatavuuden parantumisessa on vaikea arvioida rahallisesti. Tässä arvioinnissa voidaan käyttää keskeytyksen aiheuttamaa haittaa (KAH), koska voidaan ajatella, että varaston avulla kuluttaja ei koe tätä haittaa. Keskeytyksistä aiheutuvaa haittaa voidaan arvioida lähteessä [31] esitetyillä yhtälöillä.

Energiateollisuus ry on tilastoinut sähkönjakelun keskeytyksiä käyttöpaikkatasolla. [32] Keskeytystilastossa käyttöpaikat on jaoteltu kaapelointiasteen mukaan 3 ryhmään, jotka ovat maaseutu, taajama ja city. Maaseutuun kuuluvat käyttöpaikat, joissa kaapelointiaste on enintään 30 % ja cityyn ne, joissa kaapelointiaste on vähintään 75 %. Käyttöpaikat, joissa kaapelointiaste on tältä väliltä, kuuluvat taajamaan. Tilaston mukaan vuonna 2014 alle 1 sekunnin pikajälleenkytkentöjä asiakas koki keskimäärin maaseudulla 8,07 kpl, taajamassa 1,50 kpl ja cityssä 0,08 kpl. Tilaston mukaan vuonna 2014 yli 1 sekunnin keskeytyksiä oli keskimäärin vuodessa maaseudulla 7,9 kpl/asiakas, taajamassa 1,75 kpl/asiakas ja cityssä 0,36 kpl/asiakas. Näiden pituus keskimäärin oli maaseudulla 0,543 h/asiakas, taajamassa 0,606 h/asiakas ja cityssä 0,556 h/asiakas. Kun näistä lasketaan lähteen [31] verkkovalvontamallin mukaan kotitalouskuluttajille keskeytysten aiheuttamat haitat, saadaan kustannuksista maaseudulla olevalle asiakkaalle keskimäärin vuodessa 43,61 €/asiakas, taajamassa 21,50 €/asiakas ja cityssä 14,97 €/asiakas. Euromääräisissä haitoissa on suuri hajonta riippuen verkko-olosuhteista. Nämä kustannukset voidaan ajatella varastoinnilla saavutetuksi kustannushyödyksi, kun oletetaan, että kaikki keskeytyk-

sen aikana oleva kuorma saadaan syötettyä varastosta. Huomataan, että varsinkin maa-seudulla varastoinnilla voidaan saavuttaa melko suuri hyöty kattamalla kulutusta varas-tosta keskeytysten aikana.

2.4.3 Hyödyt sähköyhtiöiden näkökulmasta

Energian varastointi kiinteistötasolla hyödyttää kuluttajan lisäksi myös sähköyhtiöitä. Varastoinnilla voidaan tasoittaa sähkön kulutusta, joka tarkoittaa sitä, että koko sähköjär-jestelmän huippukuormat pienenevät. [33] Tämän seurauksena sähköä voidaan tuottaa edullisemmilla menetelmillä ja häiriöreservejä ei välttämättä tarvita niin paljoa kuin il-man varastoja, koska kulutuksen ennustettavuus voi parantua. Sähköyhtiöt voivat myydä kuluttajille edullisempaa sähköä ja niiden saama tuotto on ennustettavampaa. Toisaalta, jos energiavarastojen käyttö yleistyy ja niiden ansiosta kulutus tasoittuu merkittävästi, myös sähkön hinnan vaihtelu pienenee ja sitä kautta myös kuluttajan saama kustannus-hyöty pienenee.

Sähköverkkoyhtiöiden kannalta pienemmät kuormitushuiput tarkoittavat sitä, että verkon siirtokapasiteetin mitoitus voidaan pienentää ja siten sähkön siirtokustannukset piene-nevät. [18] Toisaalta, jos varastoinnilla sähkön kulutusta ohjataan sähkön hinnan mukaan, on vaarana, että jos tällaisia järjestelmiä on käytössä paljon samalla alueella, edullisten tuntien aikana syntyvät kuormitushuiput ovat jopa aiempia huippuja korkeampia. Tämä taas lisää verkon kapasiteetin kasvattamisen tarvetta ja tekee sähkön siirtämisestä kalliim-paa. Tämän vuoksi siirtotariffeihin pyritään löytämään kannusteita kuormitushuippujen pienentämiseksi, kuten luvussa 2.2.1 todettiin.

2.5 Sähkön pientuotanto Suomessa

Sähkön pientuotannolla tarkoitetaan pienimuotoista sähköntuotantoa, jonka tuotanto on tarkoitettu ensisijaisesti kuluttajan omaan käyttöön. [34] Tässä työssä tarkastellulla säh-kön tuotannolla tarkoitetaan tämän kaltaista pientuotantoa. Pientuotantoa liitettäessä verkkoon, jos liittynässä käytetään 16 A sulakkeita, suurin tuotantoteho yksivaiheisella liittynällä saa olla 3,68 kW ja kolmivaiheisena 11 kW. Myös tätä suurempia tuotantolai-toksia voidaan kytkeä verkkoon, mutta näitä täytyy tarkastella tapauskohtaisesti liittymis-kohdan oikosulkutehon perusteella. Tässä työssä tarkasteltavien pientuotantolaitosten maksimikokona käytetään edellä mainittuja rajoja.

Pientuotantomuodoista aurinko- ja tuulivoima soveltuvat parhaiten omakotitalojen säh-kön tuotantomuodoiksi. [34] Erityisesti aurinkoenergian käyttö on lisääntynyt Suomessa viime vuosina voimakkaasti. Laitteiden yleistymistä rajoittaa lähinnä niiden korkea hinta, joka kuitenkin tulee alenemaan laitteiden kehittyessä ja lisääntyessä. Molemmat tuotan-tomuodot tarvitsevat invertterin, jotta niiden tuotanto voidaan liittää verkkoon. Tämä li-sää myös osaltaan laitteiston kustannuksia. Toisaalta myös akkuvarastot vaativat invert-teriä ja näin ollen tuotanto ja energiavarasto voidaan kytkeä samaan invertteriin. Tämän

ansioista energiavaraston ja pientuotannon yhteiskäytön kustannukset pienenevät verrattuna erillisiin ratkaisuihin. Tuotantomuotoa valittaessa täytyy ottaa huomioon voimalaitoksen sijainti. Millainen on paikan tuulusuus ja millainen varjostus mahdollisella aurinkopaneelin sijoituspaikalla tulisi olemaan. Myös tuulivoiman ja aurinkovoiman tuotannon ajallinen vaihtelu voi olla hyvin erilaista.

2.5.1 Auringon säteily

Tässä työssä pientuotantoa tarkasteltaessa keskitytään aurinkovoimaan, jonka tuotannon tasoittamisessa energian varastoinnilla on suuri merkitys. [4] Aurinkovoiman pientuotannossa käytetään pääasiassa aurinkopaneeleja, joiden tuotanto on riippuvainen paneelien koosta, suuntauksesta ja lämpötilasta sekä sijainnista maapallolla. Suomen pohjoinen sijainti vaikuttaa siihen, että talvella tuotantoa saadaan vain hyvin lyhyen aikaa, kun taas kesällä tuotantoa voidaan saada jopa ympäri vuorokauden. Toisaalta Suomessa aurinko ei koskaan paista kohtisuoraan taivaalta, koska olemme kravun kääntöpiirin pohjoispuolella ja näin ollen maksiteho jää huomattavasti pienemmäksi kuin kääntöpiirien välisellä alueella.

Aurinkopaneeleille tulevan auringon säteilyn voimakkuus määritetään lähteessä [35] esitetyillä yhtälöillä. Kaltevalle tasolle tuleva kokonaissäteily G_i voidaan esittää

$$G_i = G_b R_k + G_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + G_m \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right), \quad (2.5)$$

jossa G_b on suora säteily, G_d on hajasäteily ja G_m on todellinen horisontaalitasolle tuleva säteily. Kulma β on paneelien kallistuskulma, kerroin R_k on geometrinen vakio ja ρ_g on heijastuskerroin. Yhtälössä 2.5 ensimmäinen summattava termi kuvaa suoran säteilyn osuutta, toinen hajasäteilyn osuutta ja viimeinen termi heijastuneen säteilyn osuutta. Säteilyn jakamiseen suoraan ja hajasäteilyyn tarvitaan kirkkauskerrointa k_T , joka on

$$k_T = \frac{G_m}{G_0}. \quad (2.6)$$

Kirkkauskerroin on siis todellisen horisontaalitasolle tulevan säteilyn G_m ja teoreettisen horisontaaliselle tasolle tulevan säteilyn G_0 osamäärä. Kirkkauskerroin kuvaa siis sitä, miten paljon taivaalla on säteilyä sirottavia tekijöitä, kuten pilviä, pölyä ja kosteutta, verrattuna täysin selkeää taivaaseen. Jos kirkkauskerroin pystytään ennustamaan etukäteen, voidaan myös ennustaa melko tarkasti paneeleille tulevaa säteilyä.

2.5.2 Aurinkopaneelien tuottama teho

Aurinkosähköjärjestelmän valmistajat ja myyjät ilmoittavat laitteille niiden nimellistehon, joka on standardiolosuhteissa, eli 1000 W/m^2 säteilyteholla ja 25 °C ulkolämpötilassa, määritetty huipputeho. [36] Nimellisteho ilmoitetaan piikkiwattina (W_p), joka tarkoittaa, että nimellisteho on maksimiteho, joka standardiolosuhteissa voidaan saavuttaa. Nimellistehosta saadaan laskettua laitteiston nimellinen hyötysuhde, kun nimellisteho jaetaan paneelien pinta-alalla ja standardisäteilyteholla. Esimerkiksi $200 W_p$ nimellistehoisen ja $1,5 \text{ m}^2$ kokoisen aurinkopaneelin hyötysuhde näin ollen olisi noin $100 \% \cdot 200 \text{ W} / (1,5 \text{ m}^2 \cdot 1000 \text{ W/m}^2) \approx 13 \%$. Kuten edellä todettiin, auringon säteilyteho vaihtelee voimakkaasti ja ilman lämpötila on vain harvoin standardiolosuhteissa. Näin ollen aurinkosähköjärjestelmän tuottama teho vaihtelee olosuhteista riippuen. Teho riippuu lineaarisesti säteilyn intensiteetistä ja lämpötila vaikuttaa tehoon niin, että keskimäärin yhden asteen lämpötilan nousu vähentää tehoa $0,6 \%$. [4; 37] Tämä voidaan esittää yhtälönä

$$P_s = P_n \cdot G_i \cdot (1 - 0,006 \cdot (T_u - 25)), \quad (2.7)$$

jossa P_s on järjestelmän tuottama teho, P_n on järjestelmän nimellisteho ja T_u on ulkolämpötila. Auringon säteilyteho G_i saadaan yhtälöstä 2.6.

Kun aurinkosähköjärjestelmän nimellisteho ja ulkolämpötila tiedetään, järjestelmän tuottama teho pystytään laskemaan yhtälön 2.7 avulla melko tarkasti. Energian varastointijärjestelmän ohjauksen kannalta on tärkeää pystyä ennustamaan tuotettua tehoa seuraavien lähituntien ajalle. Ilman lämpötilaa pystytään ennustamaan lähitunneille riittävän tarkasta, mutta vaikein ennustettava on yhtälön 2.6 kirkkauskerroin. Kirkkauskertoimeen vaikuttaa kaikki taivaalla olevat hiukkaset, jotka sirottavat auringon säteilyä, mutta merkittävin näistä on pilvet. Ilmatieteenlaitos ennustaa pilvisyyttä viidellä sanallisella termillä. [38] Selkeä tarkoittaa, että alle $1/8$ osa taivaasta on pilvien peitossa ja pilvinen tarkoittaa, että yli $7/8$ osaa taivaasta peittävät pilvet. Jos pilvisuus vaihtelee $3/8$ osan ja $6/8$ osan välillä, puhutaan puolipilvisestä säästä. Melko selkeä tarkoittaa, että pilviä on $2/8$ osan ja $4/8$ osan välillä. Jos taas pilviä $5/8$ osasta $7/8$ osaan, voidaan sanoa olevan melko pilvistä. Kirkkauskertoimen riippuvuus pilvisyydestä selvitetään myöhemmin tämän työn tutkimuksen yhteydessä.

2.6 Kuorman ohjauksen mahdollisuudet Suomessa

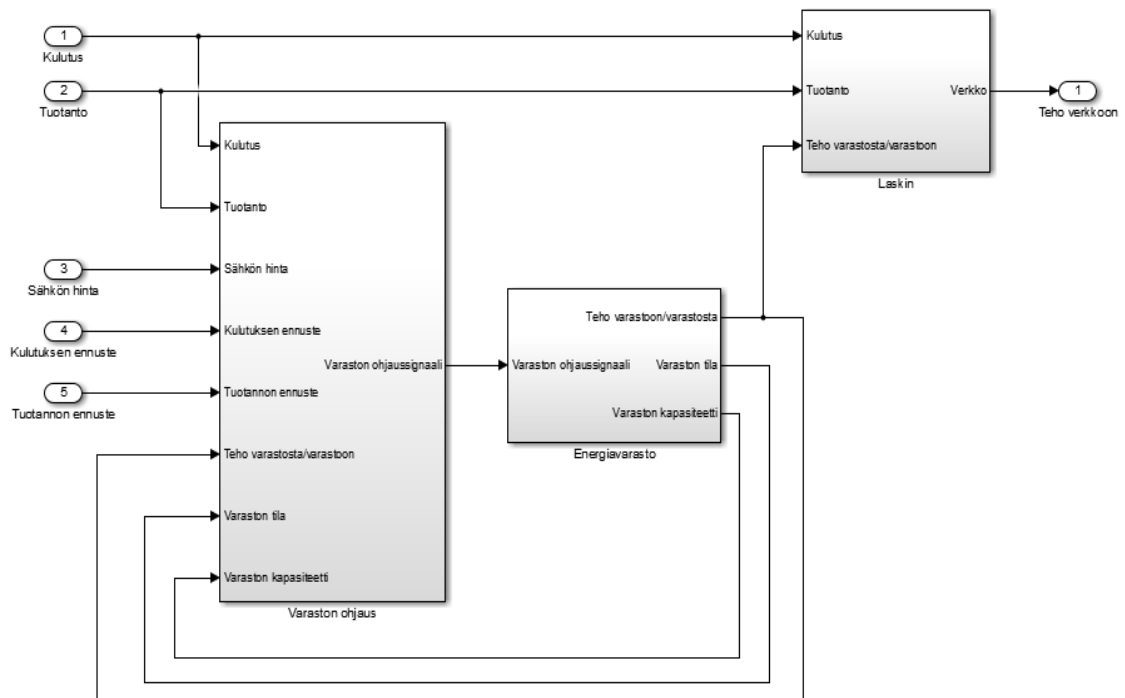
Toinen vaihtoehto huippukuormien tasaamiseen energian varastoinnin lisäksi, on kuormien ohjaus kysynnän jouston avulla. [39] Suomessa laajasti käytössä olevat etäluettavat sähkömittarit mahdollistaisivat keskitetyn kuormien ohjaamisen, jolloin kulutushuippujen kulutusta voitaisiin ajoittaa myöhemmäksi. Ohjattaviksi kuormiksi valittaisiin sellaisia kuormia, joiden lyhytaikaista siirtoa asiakas ei huomaisi. Esimerkiksi varaavan sähkölämmityksen kytkeytymistä päälle voitaisiin siirtää siten, että kuluttaja ei huomaisi lämpötilan muutosta asunnossaan, mutta verkon kulutuspiikki pienentyisi. Näin asiakas

joustaisi ajallisesti omassa kulutuksessaan. Tällä tavoin voitaisiin lisätä sähköverkon joustavuutta samalla, kun säätövoiman osuus verkossa vähentyy. Vaikka tekniikkaa kysynnän jouston toteuttamiseksi pääosin on jo olemassa, sen laajamittainen käyttöönotto vaatii vielä kehitystyötä. Tavoitteena on myös löytää keinot, jolla loppukäyttäjä saisi rahallista hyötyä siitä, että luovuttaa osan sähkökuormastaan ulkopuoliseen ohjaukseen. Tutkimusten mukaan kysynnän jouston taloudellinen kannattavuus loppukäyttäjän näkökulmasta on vielä heikko, mutta sitä voitaisiin parantaa muuttamalla sähkön hinnoittelua [40].

Kysynnän joustossa ohjattavan kuormana voitaisiin käyttää myös energiavaraston latausta. [41] Tällöin kotitalouden sähkön käyttö ei muuttuisi mitenkään, mutta sähköyhtiön toimesta ohjattaisiin sitä, koska varastoa ladataan ja puretaan. Tämän toteuttamiseen ei vielä ole olemassa teknistä sovellusta, mutta tällä menetelmällä loppukäyttäjä voisi saada merkittävää rahallista hyötyä energiavarastolleen. Lisäksi suora kysynnän jousto ja energiavarasto voitaisiin yhdistää siten, että niillä kuomilla, joiden ajallista siirtoa ei huomata, toteutettaisiin suora kysynnän jousto ja muulla kuormalla, kuten laitesähkön osalta, kysynnän jousto toteutettaisiin energiavaraston kautta. Näin saataisiin kysynnän joustosta maksimaalinen hyöty sekä asiakkaan ja sähköyhtiöiden kannalta. Tämän toteuttamiseksi tarvitaan kuitenkin vielä paljon tutkimusta. Tässä työssä energiavaraston taloudellisen kannattavuuden tarkastelussa keskitytään jo olemassa oleviin menetelmiin.

3. SIMULOINTIMALLI

Energian varastoinnin kannattavuus selvitetään simuloimalla energian varastointijärjestelmän toimintaa Simulink-mallin avulla. Kuvassa 6 on esitetty mallin rakenne, jossa sisäänmenoina ovat sähkön kulutuksen ja oman tuotannon suuruudet, sähkön hinta sekä ennusteet tulevalle kulutukselle ja tuotannolle. Ulostuloksi saadaan verkkoon päin näkyvä sähkön kulutus tunneittain, josta voidaan laskea sähköstä maksettava hinta ja verrata sitä ilman energiavarastoa maksettavaan hintaan. Mallissa on mallinnettu myös energiavarasto, jota ohjataan ohjaussignaalilla. Varastosta saadaan ulostulona verkkolle näkyvä energian siirto ja lisäksi saadaan ohjaukselle takaisinkytkentänä alkutilanteen varaston tila sekä varaston latauksen, tai purkauksen teho.



Kuva 6. *Energian varastointijärjestelmän simulointimallin rakenne*

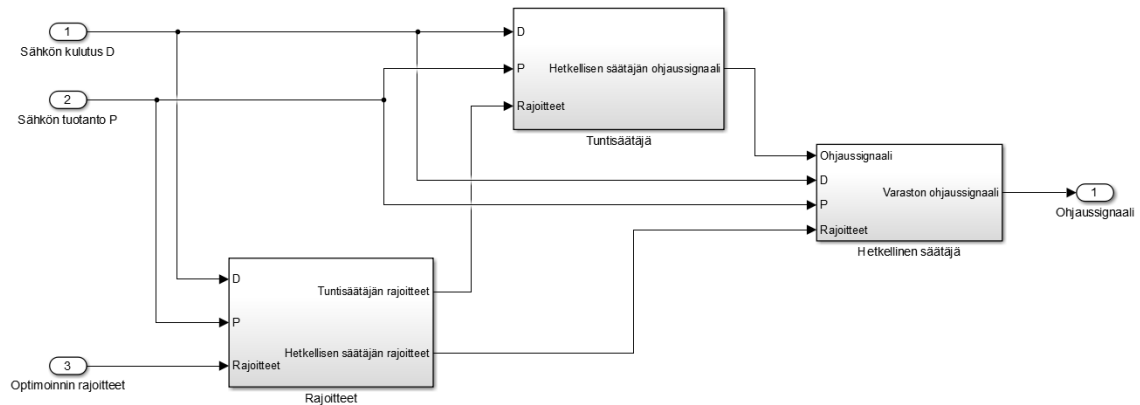
Tässä luvussa selvitetään, kuinka energiavaraston ohjaus toimii ja miten energiavarasto mallinnetaan. Lisäksi kerrotaan, miten ennusteet muodostetaan ja kuinka lopulta kannattavuus saadaan laskettua. Kappaleen lopussa esitellään vaihtoehtoisia ohjausperiaatteita, joilla saatavaa hyötyä voidaan verrata tässä työssä kehitettyyn ohjaukseen.

3.1 Energiavaraston ohjaus

Ohjaus on tärkein tekijä energian varastointijärjestelmän maksimaalisessa hyödyntämisessä [42]. Ohjauksen tehtävänä on hyödyntää mahdollisimman hyvin käytettävissä oleva energian varastointikapasiteetti. Erilaisissa tilanteissa ja eri osapuolien kannalta hyöty voi

tarkoittaa eri asiaa. Tässä työssä hyödyn maksimoimisella tarkoitetaan ensisijaisesti sähkön käyttäjän saamaa kustannushyötyä.

Ohjauksen simulointimalli koostuu kahdesta säätäjästä ja rajoitelohkosta kuvan 7 mukaisesti. Tuntisäätäjän teoria ja toiminta selvitetään luvuissa 3.1.1 ja 3.1.2 sekä hetkellisen säätäjän luvussa 3.1.3. Rajoitelohkon tehtävänä on laskea annetuista rajoitteista tuntisäätäjää varten tarvittavat vakiot ja näiden teoriaa käsitellään tuntisäätäjän teorian yhteydessä.



Kuva 7. Energiavaraston ohjauksen simulointimallin rakenne

3.1.1 Ohjauksen optimointiongelma tuntitasolla

Ohjauksella voidaan vaikuttaa sähkön hinnan muuttuviin kustannuksiin, eli ajasta ja kulutuksen suuruudesta riippuviin komponentteihin. Ohjausta optimoidessa pyritään minimoimaan sähköstä maksettava hinta tietyllä tulevalla ajanjaksolla. Minimoitava hinta voidaan esittää yhtälöllä

$$C = \sum_{t=1}^p (G_t C_t), \quad (3.1)$$

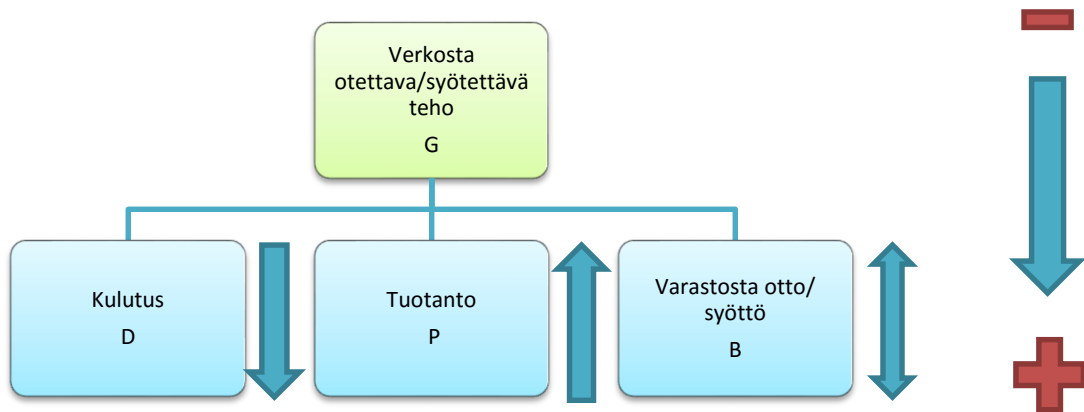
jossa p on tarkasteltavan jakson pituus tunteina, C on sähkön muuttuvat kustannukset yhteensä jakson aikana, G_t on sähköenergian määrä verkosta tunnin t aikana ja C_t on sähkön hinta tunnin t aikana. [43] Koska sähkön hinta tuleville tunneille tiedetään, optimointiongelmana tässä on kulutuksen jakaminen tuleville tunneille siten, että kustannus C minimoituu. Kun kotitaloudessa on käytössä energiavarasto ja omaa tuotantoa, verkosta otettu sähköenergia on

$$G_t = D_t - P_t - B_t, \quad (3.2)$$

jossa D_t on kotitalouden energian kulutus tunnin t aikana, P_t on omatuotanto ja B_t on sähköenergian siirto varastosta tai varastoon. Järjestelmä noudattaa kuvan 8 mukaista rakennetta, jossa energian siirto verkosta pois päin on positiivista. Näin ollen yhtälössä 3.2 kulutus on aina positiivista, tuotanto negatiivista ja varastosta otettu energia on verkon kannalta negatiivista. Jos oletetaan, että kulutukseen ja tuotantoon ei voida tässä vaikuttaa, ainoa säädettävä termi, jolla kustannuksiin voidaan vaikuttaa, on B_t . Kun yhtälö 3.2 sijoitetaan yhtälöön 3.1, saadaan yhtälö

$$C = \sum_{t=1}^P ((D_t - P_t)C_t) + \sum_{t=1}^P (-B_t C_t), \quad (3.3)$$

jossa ensimmäisestä summalausekkeesta muodostuu B_t :n suhteen vakio ja toisesta muodostuu tuntitasen minimoitava optimointiongelma.



Kuva 8. Kotitalouden sähköverkon rakenne, kun kohteessa on omaa tuotantoa ja energiavarasto

Optimointiongelman ratkaisemiseksi täytyy määrittää ratkaisua rajoittavat tekijät. [43] Ensimmäinen rajoittava tekijä on energiavarasto. Varastolle määritetään latauksen ala- ja yläraja, kuinka täyteen varasto voidaan purkaa ja ladata. Tämä rajoite voidaan esittää epäyhtälöllä

$$SOC_{\min} \leq 100 \frac{E_t}{E_{\max}} = SOC_t \leq SOC_{\max}, \quad (3.4)$$

jossa E_t on varaston energiamäärä ajanhetkellä t , E_{\max} on varaston maksimikapasiteetti, SOC_t on varaston lataus prosenteissa ajanhetkellä t , SOC_{\min} ja SOC_{\max} ovat prosentiosuudet varaston maksimikapasiteetista, jolla varaston latauksen tila tulisi minimissään ja maksimissaan olla. Optimoitaessa tunneittain yhtälön 3.4 ajanhetki t tarkoittaa tarkasteltavaa tuntia. Rajojen suuruuksiin vaikuttavat varaston tyyppi ja käyttötarkoitus. Alaraja määritetään sen mukaan, kuinka paljon varastossa halutaan aina olevan energiaa vähintään jäljellä häiriötilanteita varten. [3] Ylärajalla suojellaan varastoa ylilataukselta ja pidetään

reserviä yllättävien tilanteiden varalta, jolloin esimerkiksi tuotanto onkin odotettua suurempaa ja kulutus pienempää. Ala- ja ylärajalle pätee

$$0 \leq SOC_{\min} \leq SOC_{\max} \leq 100. \quad (3.5)$$

Varaston koon rajoite, joka on esitetty yhtälöillä 3.4 ja 3.5, vaikuttaa optimoitavaan muuttujaan B_t yhtälön 3.6 mukaisesti ja se voidaan esittää

$$SOC_t = 100 \frac{B_{eff} B_t + E_{t-1}}{E_{\max}} = 100 \frac{B_{eff} B_t}{E_{\max}} + SOC_{t-1}, \quad (3.6)$$

jossa B_{eff} on hyötysuhde varaston energian siirrolle. Kun varastoa ladataan, hyötysuhde pienentää varastoituvan energian määrää suhteessa varastoon ohjattuun energiaan ja kun puretaan, varaston energiamäärä pienenee enemmän kuin varastosta saadaan energiaa käyttöön. Mikäli oletetaan varastoinnin hyötysuhteen olevan vakio molempiin suuntiin, B_{eff} on hyötysuhde B_e , kun varastoa ladataan ja B_e^{-1} , kun varastoa puretaan. Mikäli varastosta on saatavilla tarkempia tietoja kuin pelkkä hyötysuhde ja koko, voidaan B_{eff} mallintaa esimerkiksi akkujen tapauksessa epälineaarisen akkumallin avulla [44]. Lisäksi energiavarastossa rajoittavana tekijänä on lataus- ja purkunopeus. Energiavaraston kapasiteettia rajoittaa lataus- ja purkuvirran suuruus, joten yhden ajanjakson aikana siirretylle energialle määrätään alaraja B_{\min} ja yläraja B_{\max} [5]. Rajoite on epäyhtälönä muotoa

$$B_{\min} \leq B_t \leq B_{\max}. \quad (3.7)$$

Energiavaraston rajoitteet ovat optimointiongelman pakolliset rajoitteet, joissa fyysiset rajat rajoittavat ratkaisua. Lisäksi voidaan määrätä ratkaisulle ehdollisia rajoitteita. Verkko voi toimia myös rajoitteena. Useissa tapauksissa itse tuotetun energian siirto verkkoon ei ole mahdollista tai sen käyttö omaan kulutukseen on kannattavampaa kuin myynti verkkoon. [45] Tällöin rajoitteeksi voidaan asettaa, että verkkoon siirrettävällä energialla on jokin yläraja tai verkkoon siirto on nolla. Koska verkkoon siirrettäessä G_t määritellään negatiiviseksi, yläraja on verkon energian G_t minimi. Lisäksi voidaan asettaa verkosta otettavalle energialle yläraja, mikäli halutaan rajoittaa järjestelmän aiheuttamaa kuormaa verkolle. Tämä voidaan esittää epäyhtälönä

$$G_{\min} \leq G_t \leq G_{\max}, \quad (3.8)$$

jossa G_{\min} on yläraja verkkoon syötetylle energialle ja G_{\max} on yläraja verkosta otetulle energialle. Tämä rajoittaa samalla tehoa, koska tunnin aikana verkosta otettu energia on suuruudeltaan sama kuin tunnin keskiteho.

3.1.2 Optimointiongelman ratkaisu

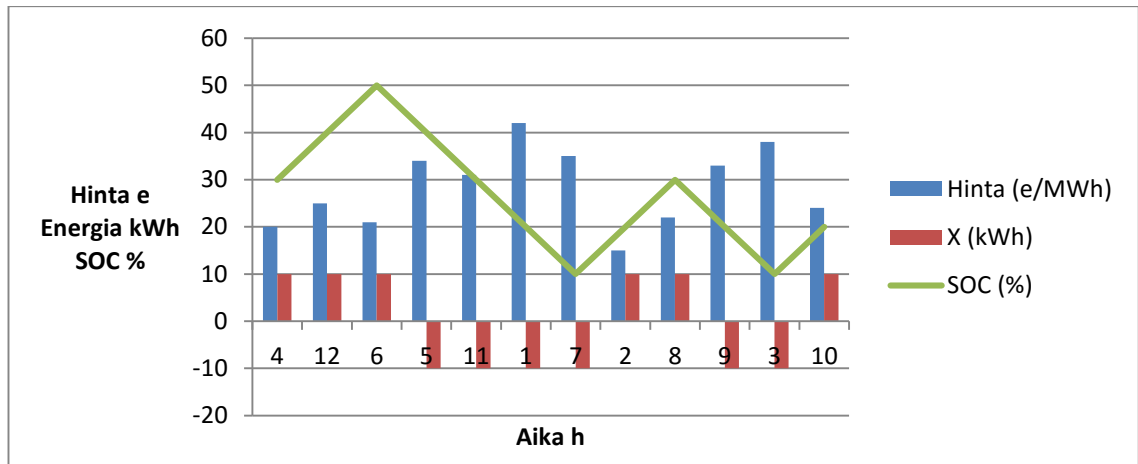
Yhtälön 3.3 minimoitava osa C_{opt} voidaan kirjoittaa muotoon

$$C_{opt} = C_1 X_1 + C_2 X_2 + C_3 X_3 + \dots + C_p X_p, \quad (3.9)$$

jossa kertoimet X_t muodostavat estimaatin jokaisen optimointivälin tunnin energian siirrolle varastosta tai varastolle. Tässä huomioitavaa on energian siirron suunta. Varastoa ladattaessa, verkon kannalta energian siirto on positiivista, kun taas energian oton kannalta varastosta, kuten B_t on määritelty, se on negatiivista. Näin ollen varaston ohjauksessa käytetäänkin estimaatin vastalukua eli $B_t = -X_t$.

Yhtälöstä 3.9 nähdään, että koska energian hintaa kuvaavat kertoimet C_t ovat aina positiivisia vakioita, C_{opt} minimoituu silloin, kun estimaatin X_t kertoimet ovat mahdollisimman pieniä ja yhtälöllä ei näin ole olemassa minimiä ilman rajoitteita. Tehtävänä on siis löytää estimaatti, joka minimoi yhtälön rajoitteiden rajoittaman lukujoukon sisällä. Yhtälöiden 3.7 ja 3.8 asettamat rajoitteet vaikuttavat erikseen jokaiseen estimaatin alkioon ja eivät siten muodosta riippuvuutta alkioden välille. Yhtälön 3.4 rajoite vaikuttaa estimaatin alkioihin yhtälön 3.6 mukaisesti ja muodostaa näin ollen riippuvuuden alkioden välille. Tämä rajoite tekee ongelmasta epälineaarisen. Tällaisen optimointiongelman globaali ratkaiseminen on vaikeaa ja siihen joudutaan käyttämään numeerista iteratiivista menetelmää, eikä mikään menetelmä takaa ratkaisun löytämistä. [46] Lisäksi optimointipituuden p kasvaessa optimoitavien estimaatin alkioden lukumäärä kasvaa ja iteratiivisissa menetelmissä laskentakierroksia tarvitaan todella paljon, että edes lähelle mahdollisesti löytyvää ratkaisua päästäisiin. Tämän kaltaiset ongelmat voivat sisältää useita lokaaleja ääriarvoja, jotka lisäksi vaikeuttavat ratkaisun löytymistä. Lisäksi yhtälön 3.8 rajoite voi estää ääriarvon löytymisen, jos raja on liian tiukasti asetettu ja muut rajoitteet asettuvat päällekkäin siten, että sallittuja arvoja ei ole olemassa. Tässä työssä simulaation aikana optimointeja joudutaan tekemään yksi jokaista simuloitua tuntia kohden, joten optimointeja tulee paljon ja käytettävän menetelmän täytyy olla laskennallisesti mahdollisimman tehokas. Näiden syiden vuoksi tässä työssä kehitettiin uusi algoritmi, jolla päästään nopeasti yhteen lähimpään lokaaliin minimiin. Simuloinnin virheitä tarkasteltaessa tutkitaan, miten suuri virhe aiheutuu, jos lähin lokaali minimi ei ole globaali minimi. Tässä menetelmässä on lisäksi etuna se, että yhtälön 3.8 rajoitteen mahdollisesti aiheuttamat ongelmat voidaan myös minimoida.

Kuvassa 9 on esitetty esimerkki optimointialgoritmin etenemisestä 12 tunnin pituisen optimointijakson aikana, jossa siniset pylvää esittävät energian tuntihintoja vastaavilla tunteilla. Pylväiden alla olevat luvut kuvaavat sitä järjestystä, jossa estimaattivektorin X alkio on valittu. Ensin on todettu 6. tunnin hinnan olevan korkein ja sitä vastaava alkio on päivitetty minimiin. Sitten 8. tunnin hinnan on todettu olevan matalin ja sitä vastaava alkio on päivitetty maksimiin ja niin edelleen. Kuvan 9 x-akselilla esiintyvä numero kuvaa järjestyslukua, jossa järjestyksessä alkio on päivitetty. Vihreä käyrä kuvaa varaston tilan laskennallista muutosta optimointijakson aikana.



Kuva 9. Tuntitason optimointialgoritmin eteneminen

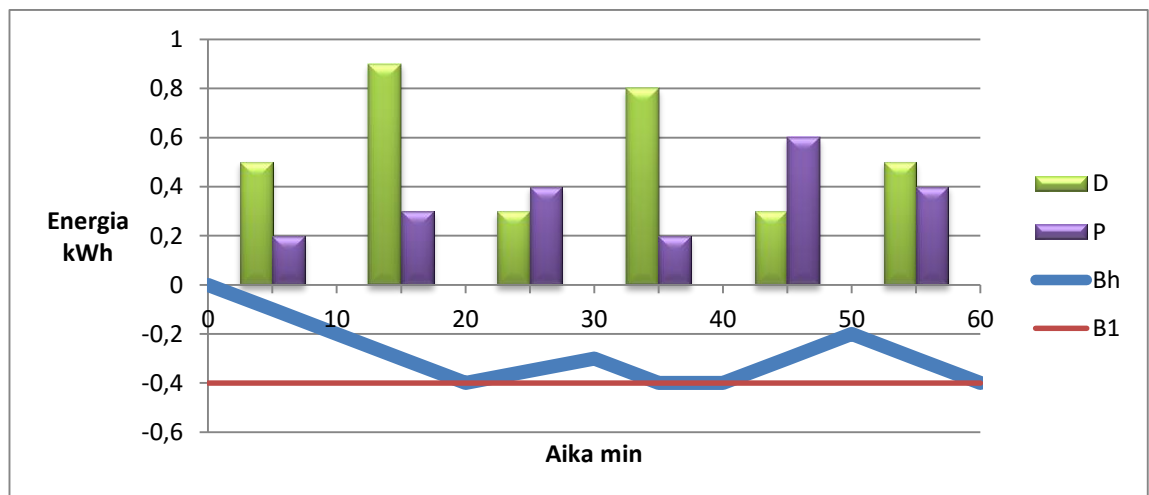
Optimointialgoritmi perustuu siihen, että aina tiedetään yksi varmasti sallittu estimaatti ja suunta, joka parantaa estimaattia. Ensimmäinen varmasti sallittu estimaattivektori on nollavektori, joka vastaa tilannetta, että energiavarastoa ei olisi laisinkaan. Estimaatti paranee, kun sitä alkioita, jonka kerroin C_i on pienin, kasvatetaan ja sitä alkioita, jonka kerroin on suurin, vähennetään. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että silloin, kun energian hinta on edullista, varastoa kannattaa ladata mahdollisimman paljon ja silloin, kun energian on kallista, varastoa kannattaa purkaa. Algoritmissa lasketaan rajoitteisiin perustuvat rajat, kuinka paljon kyseisiä alkioita voidaan kasvattaa tai vähentää ja näiden alkioiden uusiksi estimaateiksi päivitetään lasketut raja-arvot. Koska aiempi estimaatti vaikuttaa raja-arvon suuruuteen, täytyy valita kumpaa alkioita päivitetään ensin. Tämä valitaan sen perusteella, onko varaston tila alkuhetkellä SOC_0 lähempänä varaston tilan ylä- vai alarajaa. Jos varaston tila on lähempänä maksimia, niin yläraja on tällöin rajoittavampi raja ja ensin lasketaan, paljonko varastoa voidaan purkaa silloin, kun hinta korkein ja päinvastoin. Tämän jälkeen jatketaan samassa järjestyksessä laskien raja-arvot toiseksi korkeinta ja toiseksi matalinta hintaa vastaavien alkioiden estimaateille ja päivitetään nämä. Tätä jatketaan kunnes jokaisella estimaattivektorin alkiolla on raja-arvo estimaattinaan. Kuitenkin, koska jokaisella kierroksella maksihinta on pienempi kuin edellisellä ja minimihinta korkeampi, voidaan jollain kierroksella tulla tilanteeseen, jossa hintojen välinen erotus on niin pieni, että lataaminen tai purkaminen ei ole kannattavaa. Tämän vuoksi jokaisella kierroksella lasketaan myös tarkasteltavien hintojen suhdetta ja jos tämä suhde on pienempi kuin kannattavuusraja C_{kan} , optimointi lopetetaan. Kannattavuusraja riippuu varastoinnin häviöistä ja se täytyy määrittää jokaiselle varastolle erikseen.

Jokaisen estimaattivektorin alkion raja-arvo määräytyy kahden suoran raja-arvon ja summamuotoisten raja-arvojen mukaan. Ylärajaksi valitaan ylärajoitteista pienin ja alarajaksi alarajoitteista suurin. Suorat ylä- ja alarajat määräytyvät yhtälöiden 3.7 ja 3.8 perusteella ja summamuotoiset yhtälöiden 3.4 ja 3.6 mukaan. Yhtälön 3.6 mukaisesti lasketaan, että mikä saa olla suurin estimaattialkion muutos, että yhtälön 3.4 rajoitteet toteutuvat jokai-

sella alkiolla niin, että aiempi estimaattivektori otetaan huomioon. Kuten aiemmin todettiin, yhtälön 3.8 rajoite voi olla ristiriidassa muiden rajoitteiden kanssa ja estää optimointiratkaisun löytymisen. Tällainen tilanne tulee, jos esimerkiksi rajoitetaan tehon ottoa verkosta. Tämä estetään siten, että rajan ylitys sallitaan, mutta se minimoidaan ennen varsinaista optimointialgoritmia siten, että rajan ylittävä alkio asetetaan yhtälön 3.4 asettamaan raja-arvoon. Eli toisin sanoen esimerkiksi tehon verkosta oton raja-arvon ylitys sallitaan optimoinnissa, mutta se minimoidaan purkamalla varastosta maksimimäärä energiaa. Jos verkosta ei voida ottaa tehoa rajoitusta enempää esimerkiksi sulakkeiden rajoittaessa, niin kuormaa täytyy rajoittaa. Kyseistä alkioita, joka on asetettu raja-arvoonsa, ei optimoida enää varsinaisessa optimointialgoritmissa, mutta sitä käytetään estimaattivektorissa. Samoin minimoidaan myös energian verkkoon syöttö, jos tuotanto on kulutusta suurempaa. Tällöin alkio asetetaan tuotannon ja kulutuksen erotuksen suuruiseksi ja sitä voidaan ainoastaan kasvattaa optimoinnin aikana.

3.1.3 Energiavaraston hetkellinen säätö

Hetkellisen säädön tavoitteena on toteuttaa käytännössä tuntitason optimoinnin tulos tunnin aikana ja valvoa rajoitteiden toteutumista. Koska toteutuneet kulutuksen ja tuotannon määrät eivät välttämättä vastaa ennusteita, hetkellisen säätäjän täytyy reagoida jatkuvasti todellisiin energiamääriin. Kuvassa 10 on esitetty, kuinka säätäjä reagoi näihin tilanteisiin.



Kuva 10. Esimerkki hetkellisen säätäjän toiminnasta

Säädettävä muuttuja on kumulatiivinen energian siirto varastosta eli B_h , joka on tunnin alusta varastosta tai varastoon siirretyn energian kumulatiivinen summa. Tuntitason optimoinnissa ratkaistun estimaattivektorin X ensimmäisen alkion vastalukuna saadaan B_l , jota käytetään hetkellisen säädön tavoitearvona. Tämä on esitetty kuvassa 10 punaisella suoralla. Hetkellisen säätäjän tavoitteena on säätää koko tunnin kumulatiivinen energiansiirto tähän tavoitearvoon. Pääsääntöisesti siis, jos $B_h < B_l$, varastoa ladataan, jos $B_h > B_l$, varastoa puretaan, ja jos $B_h = B_l$, varaston lataus pidetään yllä. Rajoitteet sekä hetkellinen

kulutus ja tuotanto aiheuttavat tähän poikkeuksia. Kuten kuvasta 10 nähdään, kun 10 minuutin arvoina esitetty tuotanto P on kulutusta D suurempaa, tämä ylituotanto varastoidaan ja kun taas kulutus on tuotantoa suurempaa, säädetään takaisin kohti tavoitearvoa. Muuttujan B_h muutosnopeutta rajoittaa yhtälön 3.7 rajoite, jossa B_{min} on pienin negatiivinen muutos, jonka B_h voi tunnin aikana muuttua ja B_{max} on suurin positiivinen muutos. Näistä saadaan laskettua maksimi muutosnopeus eri suuntiin, jolla B_h voi muuttua. Tämä maksimi muutosnopeus on nähtävissä kuvan 10 käyrän B_h kulmakertoimesta.

Käytännössä säätö toteutetaan siten, että energiavarastolta saadaan takaisinkytkentänä varaston hetkellinen teho B_s , josta saadaan laskettua kumulatiivinen summa B_h . Hetkellistä tehoa rajoittaa yhtälön 3.7 rajoite ja siten se rajoittaa myös kumulatiivisen energian siirron muutosnopeutta. Sääätäjä antaa varastolle ohjaussignaalin S_{ohj} , joka on 0, kun varaston lataus pidetään yllä, 1, kun varastoa ladataan maksiminopeudella B_{max} ja -1, kun varastoa puretaan maksiminopeudella B_{min} . Energiavarasto toimii ohjaussignaalin perusteella ja B_s on maksimissaan silloin, kun $S_{ohj} = 1$ ja minimissään kun $S_{ohj} = -1$. Kun B_h saavuttaa arvon B_l , ohjaussignaali menee nolllaksi ja siten B_s on myös nolla.

Koska hetkellisen säätäjän täytyy valvoa myös muiden rajoitteiden toteutumista, perussäädön lisäksi täytyy ottaa huomioon poikkeustilanteet. Yhtälössä 3.8 annettiin rajat verkkoon siirtyvälle energialle. Tämä asettaa säädölle kaksi poikkeustapausta. Jos hetkellinen tuotanto on hetkellistä kulutusta suurempaa ($P_h > D_h$), ylimääräinen energia ohjataan varastoon, kuten kuvan 10 esimerkkitapauksessa toimittiin. Tämä tarkoittaa, että ohjaussignaali tällöin on

$$S_{ohj} = \frac{P_h - D_h}{t} \bigg/ \frac{B_{max}}{t} = \frac{P_h - D_h}{B_{max}}, \quad (3.10)$$

jossa t on tarkastelu ajanjakson pituus ja $S_{ohj} \leq 1$. Toiseksi, jos verkkoon siirretylle teholla on asetettu yläraja, täytyy valvoa, ettei verkkoon syötetty keskiteho tunnin aikana ylitä raja-arvoa. Tätä varten tarvitaan muuttuja G_k eli keskiteho kyseisen tunnin aikana joka on

$$G_k = \frac{1}{t} \int_0^t (D_h(t) - P_h(t) - B_s(t)) dt, \quad (3.11)$$

jossa t on kyseisen tunnin alusta kulunut aika. Jos $G_k > G_{max}$, ohjaussignaali $S_{ohj} = -1$, niin kauan kunnes $G_k \leq G_{max}$.

Lisäksi hetkellisen säätäjän täytyy valvoa yhtälön 3.4 asettamia rajoitteita, eli varaston kapasiteetin rajoja. Hetkellisen säätäjän tapauksessa ala- ja ylärajan ei tarvitse olla samoja kuin tuntitason optimoinnissa, vaan voidaan käyttää fyysisiä rajoitteita eli

$0 \leq SOC_h \leq 100$, jossa SOC_h on hetkellinen varaston lataus. Tässä täytyy kuitenkin huomioda se, että jos hetkellisesti asetettu raja ylitetään, yhtälössä 3.4 asetettu vara pienenee. Tällöin esimerkiksi tilanteessa, jossa sähkökatkon varalle on varattu varastoon tietty energiamäärä, tätä varaa ei olekaan käytettävissä. Rajoite vaikuttaa ohjaussignaaliin siten, että jos $SOC_h = 0$, $S_{ohj} \geq 0$, ja jos taas $SOC_h = 100$, $S_{ohj} \leq 0$.

3.2 Tulevan kulutuksen ja tuotannon ennustaminen

Ohjauksen täytyy toimiakseen tietää, kuinka asiakkaan sähkön kulutus ja mahdollinen oma tuotanto tulee käyttäytymään lähituntien aikana tulevaisuudessa. Tällöin optimoinnissa pystytään ottamaan huomioon etukäteen esimerkiksi tilanteet, joissa tuotanto tulee nousemaan kulutusta suuremmaksi. Koska tulevaa kulutusta ja tuotantoa ei voida tarkasti tietää, täytyy näille muodostaa ennuste. Mitä tarkempaan ennusteeseen päästään, sitä tarkemmaksi optimointi tulee.

3.2.1 Kulutuksen ennustaminen

Sähkönkäyttäjien kulutusta voidaan ennustaa kuormitusmallien avulla. [7; 47] Kuormitusmallin muodostamisessa käytetään hyväksi aiempaa tietoa kuluttajien sähkön käytön käyttäytymisessä. Tyypillisesti sähkön kulutuksella on vuorokauden ajasta riippuva vaihtelu, kuten luvussa 2.1.2 todettiin, mutta myös viikonpäivä vaikuttaa käyttäytymiseen. Arkipäivinä, lauantaisin ja pyhäpäivinä kulutus ajoittuu eri tavalla. Lisäksi kun otetaan huomioon lämpötilan vaikutus, joka esiteltiin luvussa 2.1.1, saadaan kuormitusmalli kuluttajan sähkön käytöstä.

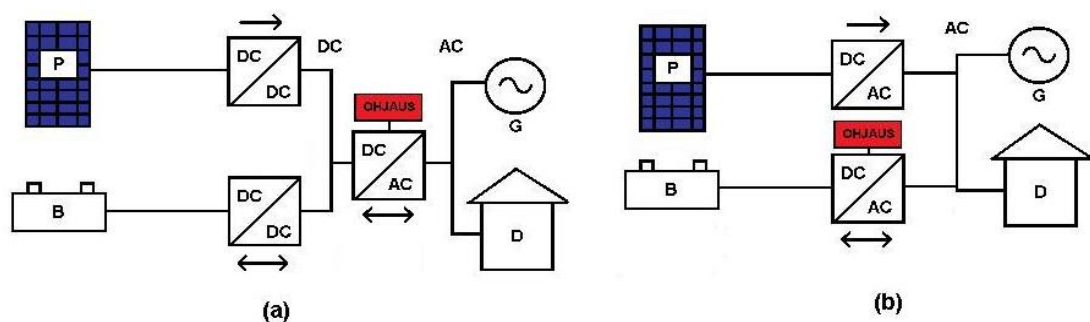
Kulutuksen ennustamista varten kuormitusmalli muodostetaan Matlab-funktion avulla simulointimallia varten. Kuormitusmallia varten tarvitaan tieto aiemmasta kulutuksesta ja lämpötilasta. Jotta päivien välisiä kulutuksia voidaan verrata keskenään, täytyy ne ensin normeerata lämpötilan mukaan. [47] Tämä tehdään yhtälön 2.1 perustella, josta saadaan kuorman lämpötilariippuva osuus. Kun tämä osuus poistetaan kokonaiskuormasta, saadaan lämpötilan mukaan normeerattu kuorma. Näistä normeeratuista kuormista muodostetaan tilastot jokaiselle tunnille siten, että arkipäivien, lauantain ja pyhäpäivien tilastot muodostetaan erikseen. Vuodenajan ja kuukauden vaikutus kulutukseen otetaan huomioon lämpötilanormeerauksessa. Ennuste muodostetaan halutulle tunnille vastaavan päivän ja tunnin tilaston perusteella. Tilastosta saatu kuorma muutetaan vastaamaan odotettua lämpötilaa, eli ennuste lasketaan lisäämällä tilastolliseen kuormaan yhtälöllä 2.1 laskettu kuorman lämpötilariippuva osa. Näin saadaan muodostettua lähitunneille ennuste kulutuksesta, kun tiedetään lämpötilaennuste kyseiselle ajalle.

3.2.2 Tuotannon ennustaminen

Tuotannon ennustamisessa käytetään tarkasteltavalle paikalle tulevan auringon säteilyn mallintamista, joka on esitelty luvussa 2.5. Aurinkopaneeleille saapuva säteily lasketaan Matlab-mallissa siten, että ensin määritetään maksimaalinen auringon säteily horisontaaliselle tasolle yhtälön 2.9 avulla. Tämän jälkeen määritetään kirkkauskerroin jokaiselle tarkasteltavalle tunnille. Kun kirkkauskerroin tiedetään, voidaan yhtälön 2.13 perusteella laskea todellinen horisontaalitasolle tuleva säteily, eli ennuste siitä paljonko säteilyä pääsee pilvipeitteen läpi. Ennusteen perusteella lasketaan hajasäteilyn määrä yhtälön 2.14 mukaisen Reindlin kahden parametrin hajasäteilymallin perusteella. Aurinkosähkön tuotantoa tarkastellaan tässä työssä 45 astetta etelään kallistetulle tasolle. Kaltevalle tasolle tulevan säteilyn ennuste lasketaan yhtälön 2.12 perusteella. Kun paneelien nimellisteho tiedetään ja niille saapuva säteily on saatu ennustettua sekä ulkolämpötilan ennuste tarkasteltavalle aikajaksolle tiedetään, voidaan paneelien tuottama teho laskea yhtälöstä 2.17. Näin saadaan laskettua jokaiselle tarkasteltavalle tunnille ennuste siitä, paljonko aurinkopaneelit tuottavat sähköä.

3.3 Energiavaranaston mallintaminen

Sähköenergiavaranaston jännite akkuvarastoja käytettäessä, on tasajännitettä. Jotta varasto voidaan liittää kotitalouden sähköverkkoon, jännite täytyy muuttaa vaihtosuuntaajalla vaihtojännitteeksi ja tahdistaa verkon taajuuteen. Mikäli järjestelmässä on lisäksi omaa tuotantoa, varasto voidaan liittää järjestelmään kahdella tavalla, joiden periaate on esitetty kuvassa 11.



Kuva 11. Sähköenergiavaranaston liittäminen kotitalouden sähköverkkoon

Mikäli tuotanto liitetään suoraan kotitalouden verkkoon vaihtosuuntaajan kautta, varasto voidaan liittää suoraan verkkoon kaksisuuntaisella vaihtosuuntaajalla, jonka kautta ohjaus toteutetaan, kuten kuvassa 11 (b) [40]. Toinen vaihtoehto on liittää tuotanto ja varasto verkkoon yhteisellä kaksisuuntaisella vaihtosuuntaajalla, eli invertterillä, kuten kuvassa 11 (a). Tällöin tuotantoa ja varastoa varten tarvitaan erilliset jännitteenmuuntimet. Varaston ohjaus toteutetaan kaksisuuntaisen vaihtosuuntaajan kautta [45]. Kuvan 11 (a) kytkentä vaihtoehto on yleensä käytössä kotitalouksien järjestelmissä ja kuvan 11 (b) vaih-

toehtoa käytetään suurta tehoa vaativissa kohteissa [4]. Markkinoilla on myös kokonaisuuksia, joissa kuvan 11 (a) mukainen kytkentä on sisällytetty yhteen laitteeseen [48]. Tässä työssä tarkastellaan kuvan 11 (a) mukaista kytkentää, koska kotitalouksiin tarkoitetuissa markkinoilla olevissa laitteistoissa se on yleisempi.

3.3.1 Varastoinnin häviöt

Sähköenergian varastoinnit häviöt tapahtuvat pääasiassa suuntaajissa ja varastossa itsessään. [49] Siirtojohtimien häviöt ovat niin pienet suhteessa muihin häviöihin, että niitä ei oteta tässä huomioon. Suuntaajien häviöt tapahtuvat pääasiassa kytkinkomponenteissa ja passiivisissa komponenteissa. Häviöihin voidaan vaikuttaa suuntaajan rakenteen suunnittelulla, eli valitulla suuntaajan siltatyypillä ja kytkinten kytkentätaajuudella. Suuntaajien hyötysuhteeseen vaikuttaa myös käytettävä teho. [50] Yleensä paras hyötysuhde saadaan, kun suuntaaja on mitoitettu siten, että käytettävä teho on noin 30–50 % nimellistehosta. Suuntaajien kehitys on johtanut siihen, että parhaiden suuntaajien maksimihyötysuhde on jo noin 99 %, joka on jo niin lähellä ideaalista, että tulevaisuudessa kehitys keskittyyne enemmän kustannusten alentamiseen. Jännitteen muuntimen lisääminen invertteriin heikentää hyötysuhdetta noin yhden prosentin. Tässä työssä invertterin hyötysuhteena η_{inv} käytetään 98 % ja jännitteen muuntimen hyötysuhteena η_{dc} käytetään 99 %, koska ne vastaavat hyvien markkinoilla olevien suuntaajien hyötysuhteita [48]. Näin ollen energia-varastosta puretun tai sinne ladatun energian siirron hyötysuhde on 97 %. Omatuotannon varastoinnin hyötysuhde on 99 %, koska tätä energiaa ei tarvitse siirtää invertterin yli.

Energiavaraston häviöt riippuvat varastointimenetelmästä. [26] Tyypillisesti varastoitaessa sähköenergiaa, se täytyy muuttaa eri energiamuotoon, kuten akuissa kemialliseksi energiaksi, ja tässä muutoksessa tapahtuu häviöitä. Kuten luvun 2.3.1 taulukosta 3 huomataan, litiumioniakkujen hyötysuhde on selvästi akuista paras. Varastoinnin hyötysuhteella tarkoitetaan sitä, kuinka suuren osan siitä energiasta, joka varastoon ladattiin, saadaan ulos, kun varaston latauksen tila muuttuu saman verran. Litiumioniakuilla voidaan saavuttaa jopa 98 % hyötysuhde oikeissa olosuhteissa. Energiavaraston häviöt tapahtuvat sekä purettaessa että ladattaessa. [51] Suurin osa häviöistä kuitenkin tapahtuu ladattaessa akkua, mutta mallinnettaessa matemaattisesti akun häviöitä, voidaan olettaa akun purkaushyötysuhteen η_{dech} olevan yhtä suuri kuin lataushyötysuhteen η_{cha} . Mallinnuksessa käytetään siis lataus- ja purkaushyötysuhteiden keskiarvoa, jolloin saadaan samalla yhtälöllä laskettua molemmat hyötysuhteet. Lataushyötysuhde riippuu latausvirrasta siten, että se pienenee latausvirran kasvaessa. Tämän vuoksi akkua kannattaa ladata mahdollisimman pienellä latausvirralla. Todellisuudessa hyötysuhde riippuu epälineaarisesti latausvirrasta, mutta kun akkua käytetään siten, että akkua ei pureta täysin tyhjäksi tai ladata täyteen, voidaan hyötysuhteen käyttäytyminen akun normaalilla käyttöalueella olettaa lineaariseksi. [44; 52] Tällöin varaston latauksen häviöt voidaan mallintaa sisäisen sarjaresistanssin R_b avulla, jolloin hyötysuhteeksi saadaan

$$\eta_{cha} = \eta_{dech} = \frac{V_b - I_{cha} R_b}{V_b} \cdot 100, \quad (3.12)$$

jossa V_b on akun nimellinen napajännite ja I_{cha} on latausvirta. Yhtälön 3.12 mukaisesti hyötysuhde pienenee latausvirran kasvaessa. Toisaalta akun hyötysuhde on sitä suurempi, mitä pienempi sisäinen sarjaresistanssi on. Akun nimellinen napajännite vaikuttaa myös hyötysuhteeseen. Korkeampi napajännite parantaa hyötysuhdetta ja toisaalta korkeammalla napajännitteellä hyötysuhteen lasku resistanssin kasvaessa on hitaampaa. Akun hyötysuhteen mallintaminen sisäisen sarjaresistanssin avulla on kannattavaa, koska akkuvalmistajat ilmoittavat yleensä akun tiedoissa sisäiselle resistanssille arvon. [44] Näin eri valmistajien akkuja ja eri akkutyppejä voidaan karkeasti verrata toisiinsa. Lisäksi resistanssin perusteella mallintamisessa on etuna se, että myös akun ikääntyminen voidaan mallintaa samaan resistanssiin perustuen [53].

Kun akun häviöitä mallinnetaan ainoastaan sisäisen resistanssin avulla, joudutaan tekemään useita oletuksia, jotka kuitenkin tässä tapauksessa ovat lähellä todellisuutta, mutta ne kannattaa ottaa huomioon. [44] Ensinnäkin joudutaan oletamaan sisäisen resistanssin pysyvän vakiona latauksen ja purkauksen aikana. Oletus on lähellä todellisuutta, kun tarkastellaan litiumioniakkua ja sitä ei käytetä kapasiteettinsa ääripäissä ja virta pysyy syklin aikana mahdollisimman vakiona. [54] Lyijyakkua tarkasteltaessa täytyy ottaa huomioon sisäisen resistanssin riippuvuus latauksen tilasta. Toiseksi joudutaan oletamaan, että lämpötila ei vaikuta akun käyttäytymiseen. Todellisuudessa akun lämpötila vaikuttaa sisäiseen resistanssiin, mutta kotitalouskäytössä voidaan olettaa, että akku sijaitsee asunnon sisätiloissa, missä lämpötila on lähes vakio. Lisäksi joudutaan oletamaan, että akussa ei tapahdu itsepurkautumista ja akulla ei ole muisti-ilmiötä. Tässä työssä käytettävien akkutyypin itsepurkautuminen on niin vähäistä, että päivittäisessä käytössä olevan akun lataustilan voidaan katsoa pysyvän vakiona, kun sitä ei ladata tai pureta. Muisti-ilmiötä esiintyy vain nikkeli-pohjaisilla akuilla, joita ei käytetä tämän työn tarkasteluissa. Näin ollen akun häviöiden tarkasteleminen vain sisäisen sarjaresistanssin avulla on perusteltua pitkän aikavälin tarkasteluissa. Kun akkuvarastoa tarkastellaan lyhyellä aikavälillä, on syytä ottaa huomioon myös akun epälineaarinen käyttäytyminen.

Tässä työssä litiumioniakun sisäisenä resistanssina R_{b_litium} käytetään lähteessä [54] käytettyä arvoa $0,026 \, \Omega$, joka on yhden kennon resistanssi, jonka jännite $V_{b_litiumC}$ on $3,3 \, V$ ja kapasiteetti $Q_{litiumC}$ on $2,5 \, Ah$. Akkua mallinnettaessa kennoja voidaan kytkeä sarjaan ja rinnan, jolloin joko jännite tai kapasiteetti kasvaa. Esimerkiksi noin $1 \, kWh$ kennosto saadaan aikaan kytkemällä 17 sarjaankytketyn kennon rivejä 7 kappaletta rinnan. Tällöin akun napajännitteeksi tulee noin $56 \, V$ ja kapasiteetiksi $17,5 \, Ah$, josta saadaan varaston kooksi noin $1 \, kWh$. Tällainen kennoston sisäiseksi resistanssiksi tulee $0,063 \, \Omega$ ja hyötysuhteeksi yhtälön 3.12 mukaan, jos käytetään $10 \, A$ latausvirtaa, $98,9 \, \%$. Litiumioniakkua mallinnettaessa kokonaishyötysuhde rajoitetaan kuitenkin $98 \, \%$, koska hyvin pienillä latausvirroilla hyötysuhteen käyttäytyminen ei noudata yhtälöä 3.12 ja akun epälineaarinen

käyttäytyminen alkaa rajoittaa hyötysuhteen kasvua. Lyijyakun sisäinen resistanssi riippuu latauksen tilasta, eikä sitä voida mallintaa vakiona. Tässä työssä tarkasteltu lyijyakun sisäinen resistanssi R_{b_lyijy} riippuu lähteen [54] mukaisesti varaston latauksen tilasta SOC yhtälön 3.13 mukaisesti

$$R_{b_lyijy} = 0,098 \left(\frac{SOC}{100} \right)^2 - 0,12 \left(\frac{SOC}{100} \right) + 0,061. \quad (3.13)$$

Tämä resistanssi vastaa yhden 2 V lyijykennon resistanssia, jonka kapasiteetti on 22 Ah. Tyypillisen lyijyakun napajännite on 12 V, jossa on sarjaankytkettynä 6 kennoa. Näin ollen akun ollessa puolillaan, sen sisäinen resistanssi on yhtälön 3.13 mukaan 0,153 Ω . Tällöin akun hyötysuhde yhtälön 3.12 mukaan 10 A latausvirralla on 87,3 %. Lyijyakun kokonaishyötysuhde rajoitetaan 90 %, koska vastaavasti kuin litiumioniakuilla, akun käyttäytyminen pienillä latausvirroilla ei ole lineaarista. Lyijyakkuja voidaan kytkeä sarjaan ja rinnan siten, että saadaan haluttu jännite ja kapasiteetti. Esimerkiksi 1 kWh akusto saadaan kytkemällä rinnan 4 tavallista 12 V lyijyakkua, joiden kapasiteetti on 22 Ah.

3.3.2 Varaston lataaminen ja purkaminen

Sähköenergiavaraston lataaminen ja purkaminen mallinnetaan akun, suuntaajien ja jännitteenmuuntimien hyötysuhteisiin perustuen. [51] Varaston tila saadaan laskettua yhtälön 3.6 perusteella. Varaston lataamisen ja purkamisen mallintaminen tapahtuu yhtälössä esiintyvä varaston energian siirron B_t avulla. Energian siirron hyötysuhde B_e on hyötysuhteiden η_{dc} ja η_{cha} tulo. Varaston energian siirto B_t riippuu taas oman tuotannon määrästä, kulutuksesta ja siitä, ladataanko vai puretaanko varastoa. Varaston energian siirto ratkaistaan latausvirran I_{cha} perusteella, jolloin B_t on latausvirran ja akun latausjännitteen V_{b_cha} tulo. Latausjännite saadaan yhtälöstä

$$V_{b_cha} = V_b - I_{cha} \cdot R_b. \quad (3.14)$$

Varaston latausvirtaa ohjataan ohjaussignaalilla S_{ohj} . Latausvirta saadaan ohjaussignaalin ja latausvirran maksimin I_{cha_max} tulona. Latausvirran maksimi täytyy valita käytettävän akun mukaan siten, että latauksen häviöt eivät nouse liian korkeiksi.

Varaston energian siirto B_t määrittää yhdessä tuotannon ja kulutuksen kanssa verkosta otettavan energian G . [51] Verkon energia voi määräytyä kolmen vaihtoehdon perusteella, kun otetaan huomioon varaston energian siirto ja tuotanto. Varastoa ladattaessa, jos omatuotanto on suurempaa kuin ladattava energiamäärä, ylimääräinen tuotanto ohjautuu kulutukseen, ja jos omatuotanto on varastoitavaa energiamäärää pienempää, vaje täyttyä täyttää ottamalla energiaa verkosta. Tämä voidaan esittää yhtälönä

$$G = \begin{cases} \frac{B_t - P_{dc}}{\eta_{inv}} + D, & \|P_{dc} < B_t, \\ -\eta_{inv} \cdot (P_{dc} - B_t) + D, & \|P_{dc} \geq B_t \end{cases}, \quad (3.15)$$

jossa P_{dc} on omasta tuotannosta saatava energia tasajännitteenä. Tämä eroaa verkon suunnasta nähdystä tuotannosta P_t siitä, että tasajännitteenä tarkastellusta energiasta ei ole vähennetty invertterin häviöitä. Näiden suureiden riippuvuus saadaan yhtälöstä $P_t = \eta_{inv} \cdot P_{dc}$. Verkon suunnasta nähty tuotanto on yhtä suurta riippumatta siitä, onko sitä välissä varastoitu tai ei. Varastoinnin häviöt tarkastellaan mallinnettaessa kokonaisuutena riippumatta siitä, mistä varastoitu energia on peräisin. Kolmas vaihtoehto on varaston purkaminen, joka voidaan esittää yhtälönä

$$G = \eta_{inv} \cdot (-B_t - P_{dc}) + D. \quad (3.16)$$

3.3.3 Ikääntymismekanismit ja kapasiteetin mallintaminen

Sähköenergian varastoinnin kannattavuutta tarkasteltaessa on tärkeä huomioida varaston elinikä ja ikääntyminen. Akkuvaraston ikääntymistä voidaan tarkastella akun kunnon *SOH* (state of health) avulla. [55] Täysin uuden akun kuntoarvo on 1 ja elinkaarensa lopussa olevan akun kuntoarvo on 0. Akun elinikä voidaan katsoa olevan lopussa, kun sen kapasiteetti on 80 % alkuperäisestä. Kapasiteetti voidaan määrittää suoraan akun sisäisen resistanssin R_b avulla, joten akun kapasiteetti on 80 % alkuperäisestä, kun sisäisen resistanssi on kasvanut 20 % alkuperäisestä. Vaikka akun eliniän voidaan katsoa olevan tällöin lopussa, on huomioitava, että vielä 80 % akun kapasiteetista on edelleen käytössä. Kuitenkin yhtälön 3.12 mukaisesti akun hyötysuhde pienenee niin paljon, että varastoinnin kannattavuus heikkenee huomattavasti sisäisen resistanssin kasvaessa. Näin ollen varastointi on kannattavampaa uudella akulla kuin kuluneella vanhalla akulla. Tämän vuoksi varastoinnin kannattavuutta mallinnettaessa täytyy myös mallintaa varaston ikääntymisen käytön aikana.

Akut ikääntyvät kahdella mekanismilla, joista toinen on riippuvainen ajasta ja toinen akun käytöstä. [55] Ajallisen ikääntymisen tarkastelussa käytetään akkujen maksimaalista elinikää, joka taulukon 3 mukaan on, sekä litiumioni että lyijyakuilla, 15 vuotta. Tämä tarkoittaa, että ilman akun käyttöä sen kapasiteetti on laskenut 15 vuodessa 80 % alkuperäisestä. Tällöin sisäisen resistanssin voidaan katsoa kasvavan noin 1,5 % vuodessa. Näin ollen mallinnettaessa akun ikääntymistä, sisäistä resistanssia kasvatetaan koko ajan tasaisesti ajallisen ikääntymisen seurauksena siten, että vuodessa resistanssi kasvaa 1,5 % vaikka akkua ei käytettäisi. Todellisuudessa ajallinen ikääntyminen riippuu myös akun lämpötilasta ja varauksesta, mutta käytettäessä akkua kotitalouden energiavarastona rakennuksen sisätiloissa, lämpötila voidaan olettaa vakioksi ja käytössä olevan akun varaus vaihtelee koko ajan, jolloin varauksen tilan vaikutusta ikääntymiseen ei voida huomioida.

Toinen ikääntymismekanismi riippuu akun käytöstä. Ikääntymiseen vaikuttaa akun lämpötila, lataus- ja purkausvirrat, sekä purkaussyvyys *DOD* (depth of discharge). [53] Käytön aiheuttamaa ikääntymistä voidaan tarkastella lataus-purkaus syklien määrän avulla. Akkutyypeille on arvioitu laskennallisia syklimääriä, joita akut kestävät elinikänsä aikana. Taulukossa 3 on esitetty arvioita parhaista syklimääristä eri akkutyypeittäin. Todelliset määrät ovat tätä pienempiä ja niihin vaikuttaa voimakkaasti purkaussyvyys. Lähteessä [55] tehtyjen tarkastelujen perusteella 80 % purkaussyvyys on litiumioniakkua käytettäessä kustannustehokkain ratkaisu. Ohjauksella voidaan rajoittaa purkaussyvyyttä siten, että se pyritään pitämään mahdollisimman optimaalisena akun käytön aikana. Tämän työn ikääntymisen mallinnuksessa käytetään akun kestona 500 sykliä, joka tarkoittaa, että yhden syklin aikana akun sisäinen resistanssi kasvaa keskimäärin noin 0,045 %. Optimaalisessa käytössä päästään tätä pienempään resistanssin kasvuun, mutta tässä huomioidaan, että akun purkaussyvyys ja virta vaihtelevat käytön mukaan. Akun käyttöä mallinnettaessa yhdeksi sykliksi lasketaan, kun yli 85 % ladattu akku puretaan alle 45 % ja ladataan takaisin yli 85 % lataukseen. Näiden kahden ikääntymismekanismien avulla saadaan mallinnettua akun resistanssin kasvu ja siten hyötysuhteen heikkeneminen akun käytön aikana. Akun kapasiteetin pieneneminen tapahtuu samojen kemiallisten mekanismien kautta kuin resistanssin kasvu, joten akun kapasiteetti heikkenee myös samassa suhteessa kuin resistanssi kasvaa [55]. Näin ollen mallinnettaessa akun maksimikapasiteettia E_{max} , sitä pienennetään samassa suhteessa kuin resistanssia kasvatetaan.

3.4 Kannattavuuden laskeminen

Sähköenergian varastoinnin kannattavuuden selvittämisessä on tavoitteena arvioida rahallisesti saatavaa hyötyä varastoinnista. Kun hyöty saadaan selvitettyä, sitä voidaan verrata järjestelmien kustannuksiin ja tarkastella kannattavuutta kokonaisuutena. Hyödyn arvioimisessa on tärkeä huomioida oikea vertailukohta. Kun samasta kohteesta tarkastellaan ensin sähköstä maksettavaa kokonaishintaa vuodessa eri sähkösopimustyypeillä ja sitten oman tuotannon kanssa maksettavaa hintaa ja lopuksi varaston kanssa tarkasteltuna erilaisilla ohjausmenetelmillä, saadaan samalla verrattua varaston kannattavuutta ja oman tuotannon kannattavuutta ilman varastoa ja varaston kanssa.

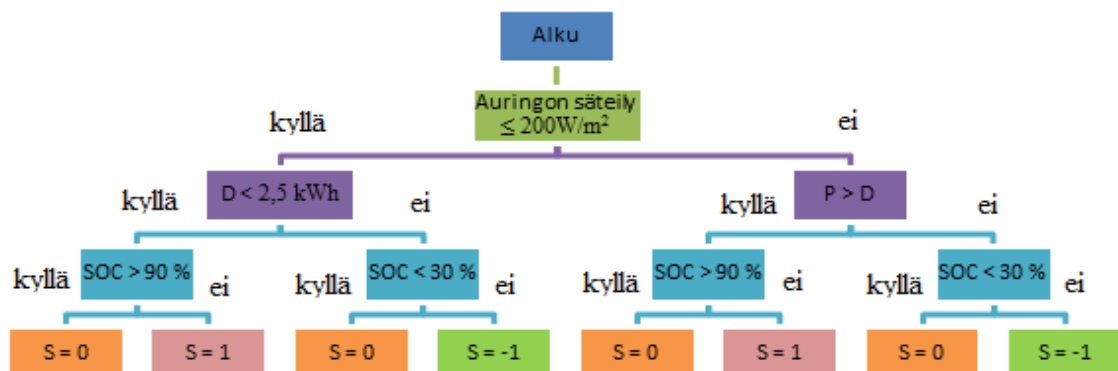
Kun simuloimalla on saatu ratkaistua sähkön kulutus vuoden jokaiselle tunnille, sähköstä maksettava hinta lasketaan yhtälön 2.2 mukaan. Saaduista sähkön hinnoista vähennetään verrattavalla tavalla saatu sähkön hinta, jolloin saadaan laskettua varastoinnilla saatava kustannushyöty vuodessa. Akun ikääntymistä mallinnettaessa saadaan samalla simuloidua akun kulumisen simuloidussa käytössä, jolloin saadaan arvioitua, montako vuotta akku kestää. Myös muilla varastointijärjestelmän komponenteilla on odotettu elinikä, joka täytyy ottaa huomioon kannattavuutta arvioitaessa. Näin ollen kannattavuutta laskeissa huomioidaan saatu hyöty eri komponenttien odotettujen elinikien aikana, jolloin voidaan arvioida kuluttajan saamaa kokonaishyötyä hankkimalleen investoinnille.

3.5 Vaihtoehtoiset varaston ohjausmenetelmät

Tässä työssä esitellyn ohjausmenetelmän lisäksi on monia muita menetelmiä, joilla akku-varastoa voidaan ohjata. Jotta ohjausjärjestelmästä saatavaa hyötyä voidaan tarkastella, tehdään simulointi myös kolmella muulla ohjausjärjestelmällä. Näistä ensimmäinen on energiavaraston käyttö oman tuotannon välivarastona. Menetelmä on hyvin yksinkertainen ja siinä akkua varastoidaan tuotannon ja kulutuksen mukaan. Akkua ladataan, eli $S = 1$, kun kulutus D on tuotantoa P pienempää ja päinvastoin. Ainoa rajoite on akun tila, eli jos akku on täynnä, lataus lopetetaan ja pidetään yllä tai jos akku tulee tyhjäksi, purku lopetetaan.

Toinen ohjausmenetelmä on tehokynnys, jossa valitaan sähkön verkosta otolle G tietty tehoraaja, jonka ylitettäessä varastoa puretaan ja tehon ollessa rajan alla, akkua ladataan. [42] Myös tässä menetelmässä rajoitteena on akun varauksen tila. Kun tehokynnys valitaan oikein, tilanteita, joissa akku on täynnä tai tyhjä, on mahdollisimman lyhyen aikaa. Tämä ohjausmenetelmä ei ole pelkästään riippuvainen oman tuotannon määrästä, joten simulointi voidaan tehdä sekä ilman omaa tuotantoa että oman tuotannon kanssa. Ohjausmenetelmän oletettu kustannushyöty tulee siitä, että oletetaan kuluttajan sähkön kulutuksen vaihtelun olevan lähellä hinnoittelualueen keskimääräistä kulutusta, jolloin kalleimmat sähkön tuntihinnat ajoittuvat kyseisen kuluttajan päivän kulutushuippujen ajalle. Tällä menetelmällä myös vähennetään verkon kuormitusta, koska huippukuormat pienenevät.

Lähteessä [3] on esitelty kolmas ohjausmenetelmä, jota simuloinneissa käytetään. Tämä Songin ohjausmenetelmä ottaa huomioon oman tuotannon määrän, kulutuksen suhteessa tuotantoon ja varaston tilan. Ohjausjärjestelmä on tarkoitettu käytettäväksi aurinkosähkön tuotannon yhteydessä ja ohjauksen ensimmäinen porras on auringon säteilyn määrä. Ohjausmenetelmän periaate on esitetty kuvassa 12.



Kuva 12. Songin ohjausmenetelmän algoritmi [3]

4. SIMULAATIOSSA KÄYTETTÄVÄ AINEISTO

Simulaatiota varten tarvitaan tieto todellisesta sähkönkulutuksesta tarkastelujaksolla ja sitä ennen ennusteen muodostamista varten. Tämän lisäksi tarvitaan mittausaineistoa aurion säteilystä ja aurinkosähkön tuotannosta, että voidaan realistisesti simuloida varastoinnin hyötyjä. Aurinkosähkön tuotannon ennuste saadaan laskemalla teoreettinen malli tuotannosta, mutta todellinen tuotanto ei välttämättä vastaa ennustetta. Tämän aiheuttaman virheen tarkasteluun tarvitaan todellisia mittaustuloksia. Lisäksi tarvitaan kulutusmittausten ajanjaksolta lämpötilamittaukset, jotta kulutuksen ennusteeseen tarvittavat mittaukset voidaan normeerata lämpötilan mukaan ja jotta tilastollisista mittaustiedoista voidaan muodostaa ennuste tarkasteluhetkeä vastaavalle lämpötilalle.

4.1 Sähkön kulutuksen mittaustiedot

Sähkön kulutuksen mittaukset ovat todellisten kuluttajien sähkön käytön tuntimittauksia, jotka on mitattu etäluettavien sähkömittareiden avulla Elenia Oy:n Sähkönjakeluverkossa. Näiden mittausten perusteella asiakkaita on laskutettu sähkön käytöstä. Mittaukset on tehty kesäkuun 2010 ja joulukuun 2013 välillä. Vuoden 2013 mittauksia käytetään simuloinnissa todellisina sähkön kulutuksina ja tätä aiempia mittauksia käytetään kulutuksen ennusteen muodostamiseen.

Mittauksia on yhteensä 495 asiakkaalta, jotka on jaettu kolmeen ryhmään niiden kulutustyyppin mukaan. Sähkölämmittäjien ryhmässä on 270 asiakasta ja näiden vuotuinen kesikulutus on 16600 kWh/a. Sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaiden talon lämmitys on toteutettu suoralla huonekohtaisella sähkölämmityksellä. Näiden asiakkaiden laskutus perustuu aikahinnoitteluun, jossa yöllä sähkö on edullisempaa kuin päivällä. Koska nämä asiakkaat lämmittävät taloa edullisemmalla yösähköllä ja lisäksi keskimäärin lämmitystarve on yöllä suurempi kuin päivällä, näiden asiakkaiden sähkön kulutus on yöllä suurempaa kuin päivällä. Samalla tavalla käyttäytyy myös toinen asiakasryhmä, joka on varaava sähkölämmitys. Näiden asiakkaiden lämmitys on toteutettu varaavalla sähkölämmityksellä ja keskimääräinen sähkön kulutus vuodessa on 18400 kWh/a. Varaavien sähkölämmittäjien ryhmässä on 53 kappaletta asiakkaita. Kolmas asiakasryhmä on öljylämmittäjät, joita on 172 kappaletta. Näiden keskimääräinen sähkön kulutus vuodessa on 7600 kWh/a. Nämä asiakkaat eivät käytä sähkön talon lämmittämiseen ja sen vuoksi vuosikulutus on selvästi pienempi kuin sähkölämmittäjillä. Öljylämmittäjien kulutuksen vaihtelu vuorokauden aikana noudattaa normaalia käyttö-sähkön kulutuksen vaihtelua, koska sähkön laskutuksessa on käytössä yleishinnoittelu, eikä näin ollen kulutusta ohjata yöajalle. Tämän työn tarkastelujen kannalta öljylämmittäjien ryhmä on paras tarkasteluryhmä, koska näiden asiakkaiden kuormaa ei ole ennalta ohjattu, mutta sähkölämmittäjien ja varaajien ryhmiä on myös syytä tarkastella, koska näiden asiakkaiden kesikulutus on

suurempaa ja näin ollen kustannushyötykin tulee suuremmaksi. Eri asiakasryhmien kes-
kikulutukset tunneittain on esitetty luvun 2.1.2 kuvassa 2.

Hetkellisen säätäjän toiminnan testaukseen ja tunnin sisäisten toimintojen tarkastele-
miseen käytetään yhdestä omakotitalosta mitattuja sähkön kulutustietoja, joiden mittaustaa-
juus on yksi mittaus noin 6 sekunnissa. Asiakkaiden välillä tunnin sisäisissä kulutuskäyt-
täytymisessä on suurta vaihtelua, joten yhden kuluttajan tarkastelu antaa suuntaa tunnin
sisäisestä käyttäytymisestä. Mittaukset on tehty Kontiolahdella 12.7.2013 ja 4.9.2013 vä-
lisenä aikana Current Cost – mittalaitteistolla. Näiden mittauksen avulla nähdään, miten
sähkön kulutus vaihtelee tunnin sisällä ja kuinka nopeita tehomuutoksia kulutuksessa ta-
pahtuu. Mittauskohteessa kokonaiskulutus mittausajanjaksolla on ollut noin 1100 kWh,
joten keskimääräiseksi vuosikulutukseksi kohteessa tulisi noin 7500 kWh/a, jos kulutus
jatkuisi vuoden ympäri samanlaisena. Tarkastelujakso ajoittuu kesälle, joten todellinen
vuosikulutus tulisi olemaan suurempi, kun oletetaan, että talvella kulutus on suurempaa.

4.2 Aurinkosähkön tuotannon mittaustiedot

Aurinkosähkön tuotannon mittaukset perustuvat pääasiassa säteilymittauksiin, jotka ovat
tehty Tampereen teknillisen yliopiston sähkötalon katolla olevilla säteilyantureilla. [56]
Mittaukset on tehty vaakatasoon tulevalle auringon säteilylle CMP22 Pyrometerilla ja
paneelien kallistuskulmaan 45° tulevalle säteilylle SPLite2 Photodiode sensorilla. Panee-
lien atsimuuttikulma on 22° etelästä itään päin. Auringon säteilymittaukset on tehty vuo-
sina 2012 ja 2013. Mittaukset ovat pääasiassa auringon säteilyn minuutin keskiarvoja,
mutta yhdeltä päivältä 26.6.2013 on sekunnin välein mitattu auringonsäteily kaltevalle
tasolle, jotta voidaan tarkastella tuotannon nopeita vaihteluja suhteessa tuotantoon. Mit-
tauksissa on laitevioista johtuvia katkoksia, joiden vuoksi kummankaan vuoden mittaus
tuloksia ei ole saatavissa koko vuodelle. Tässä työssä käytetään pääasiassa vuoden 2013
mittauksia ja niiden mittauspisteiden osalta, joista vuoden 2013 mittauksia ei ole saata-
vissa, täydennetään vuoden 2012 vastaavien ajanjaksojen mittaustuloksilla. Näin saadaan
yhtä kokonaista vuotta vastaavat mittaustulokset.

Koska oletettu tuotanto joudutaan laskemaan säteilymittauksista, niin laskennan aiheut-
taman virheen tarkastelemiseksi on mitattu myös paneelien todellisuudessa tuottamaa nä-
ennäistehoa. Nämä mittaukset on tehty 17 sarjaan kytketyn paneelin tuotosta, joiden yh-
teenlaskettu teho maksimitehopistessä on 3,23 kW. [56] Paneelit ovat NP190GK-mallisia
ja yhden paneelin pinta-ala on noin 1,45 m², jolloin paneelien yhteenlaskettu pinta-ala
on noin 24,72 m². Mittaukset on tehty kolmelta pilvisyyden mukaan erityyppiseltä päi-
vältä, jotka ovat pilvinen, puolipilvinen ja selkeä. Pilvisen päivän mittaukset on tehty
19.7.2015, puolipilvisen päivän mittaukset 27.6.2015 ja selkeä päivän 3.7.2015. Mittauk-
set on tehty yhden sekunnin välein.

4.3 Sään havainnointitiedot

Sähkön kulutuksen tuntimittausten normalisointiin ulkolämpötilan perusteella tarvitaan mittaustiedot ulkolämpötilasta tarkasteltavalta verkkoalueelta mittausajankohtia vastaavilta tunneilta. Normalisointia varten on käytössä ilmatieteen laitoksen mittaamat keskimääräiset lämpötilat tunneittain aluetta lähimpänä sijaitsevalta ilmatieteenlaitoksen sääasemalta. Myös aurinkosähkön tuotannon ennustamiseen tarvitaan tieto lämpötiloista, koska paneelien lämpötila vaikuttaa voimakkaasti niiden tuotantoon. Tuotannon ennustamisessa käytetään samoja lämpötilamittauksia kuin kulutuksen normalisoinnissa. Vaikka säteilymittaukset on tehty Tampereella, tarkoituksena on tarkastella tilannetta, jossa tuotanto ja kulutus tapahtuvat samassa paikassa, jolloin ulkolämpötila on molemmissa sama. Tarkasteltava verkkoalue on lähellä Tamperetta, jolloin auringon säteilyn ja ulkolämpötilan voidaan olettaa olevan sama molemmissa paikoissa samaan aikaan.

5. SÄHKÖENERGIAN VARASTOINNIN SIMULointi KOTITALOUKSISSA

Sähköenergian varastoinnin kannattavuutta tutkitaan simuloimalla tilanteita, joissa energiavarasto olisi osana kotitalouden sähköjärjestelmää. Tässä kappaleessa esitetään simuloinnista saadut tulokset. Ensin määritetään simulointiin tarvittavat lähtötiedot ja tarkastellaan simuloinnin mahdollisia virhelähteitä ja virheiden suuruuksia. Lopuksi simuloidaan Matlabin simulink-mallin avulla sähköenergiavaraston käyttöä erilaisissa tilanteissa.

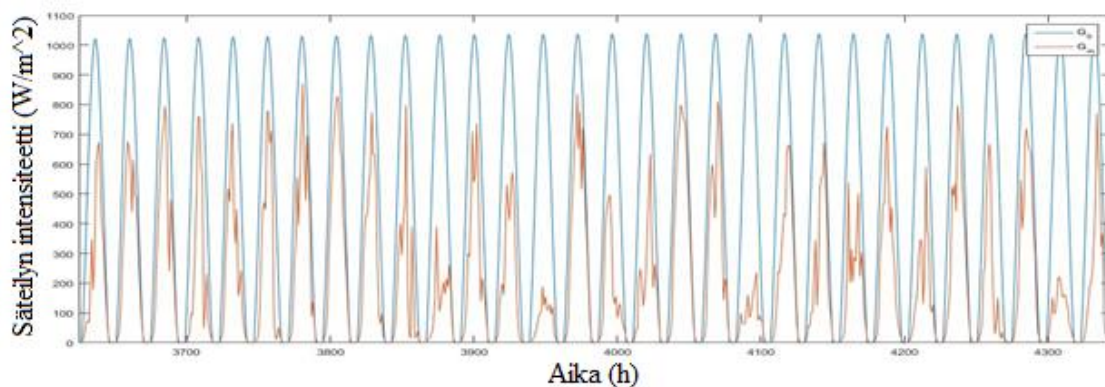
5.1 Ennusteiden määrittäminen

Kun sähköenergiavaraston käyttöä simuloidaan todellisuutta vastaavissa tilanteissa, täytyy ottaa huomioon, että todellisessa tilanteessa tapahtuvaa sähkön kulutusta ja mahdollista omaa tuotantoa ei tiedetä ennalta. Vaikka simuloitaessa onkin käytössä jo lähtötilanteessa koko simulointiajan mittaukset, niin todellisessa tilanteessa ei tunneta kuin menneen ajan mittaukset. Tämän vuoksi simuloitaessa pyritään simuloimaan myös virheet, jotka johtuvat siitä, että tulevaa kulutusta ei pystytäkään ennustamaan täydellisesti. Simulointia varten muodostetaan ennusteet luvussa 3.2 esitetyllä tavalla sillä olettamuksella, että jokaisella simuloinnin ajanhetkellä ei tunneta kuin toteutunut sähkö kulutus.

5.1.1 Kirkkauskertoimen määrittäminen

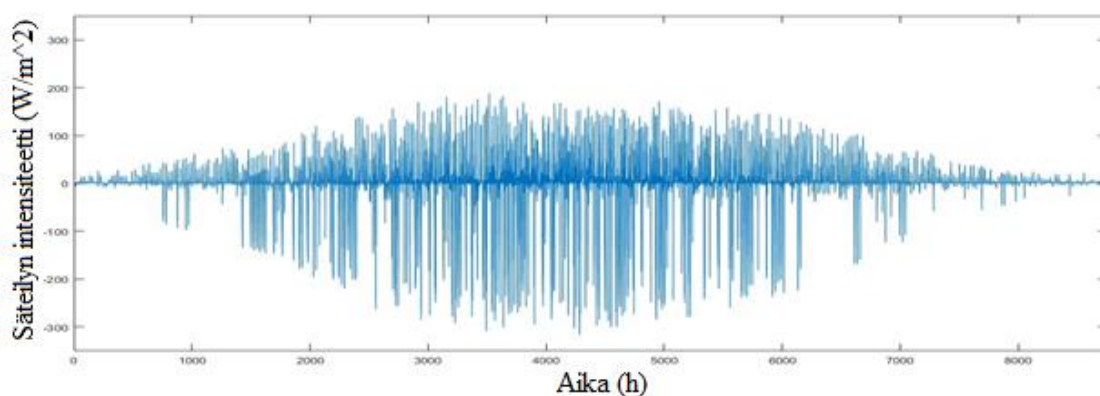
Yhtälössä 2.13 esitetty kirkkauserroin on merkittävin tekijä aurinkosähkön todellisen tuotannon ja ennusteen välillä. Koska simulointiajalta ei ole tiedossa pilvisyyden vaihtelua, niin aurinkosähkön tuotannon ennustamista varten määritetään oletetut kirkkauserroin tälle ajalle. Tämä tehdään vertaamalla teoreettista kohtisuoralle tasolle tulevaa auringon säteilyä ja mitattua kohtisuoralle tasolle tulevaa säteilyä. Kuvassa 13 on esitetty teoreettinen maksimi säteily G_0 ja mitattu säteily G_m kesäkuussa 2013. Kuvasta nähdään, että mitatun säteilyn suhde teoreettiseen säteilyyn vaihtelee paljon vuorokausien välillä. Tämä johtuu pilvisyyden vaihteluista. Pilvisinä päivinä auringon säteily on vain murto-osa teoreettisesta, kun taas selkeinä päivinä päästään hyvin lähelle teoreettista maksimia. Jokaisen tunnin keskimääräinen pilvisyys määritetään teoreettisen ja todellisen säteilyn suhteesta, josta lasketaan pilvisyyttä kuvaava luku nollasta kahdeksaan siten, että kahdeksan vastaa täysin pilvistä ja nolla täysin selkeää. Tämän jälkeen pilvisyyttä kuvaavat luvut skaalataan 5 portaisen mallin mukaan, että saadaan simuloitua todellista tilannetta, jossa ilmatieteen laitoksen ennusteesta saataisiin pilvisyys samalla 5 portaisella asteikolla. Skaalaus tehdään siten, että luvussa 2.5.3 esitetyt sanalliset pilvisyydeskuvaukset vastaavat

lukuja 0 (0, 1 ja 2), 4 (3 ja 4), 5 (4 ja 5), 7 (6 ja 7) ja 8 (8). Näin saadaan simuloitua ennusteen epävarmuudesta johtuvaa vaihtelua.



Kuva 13. *Horisontaalitasolle tuleva teoreettinen ja mitattu auringon säteily kesäkuussa 2013*

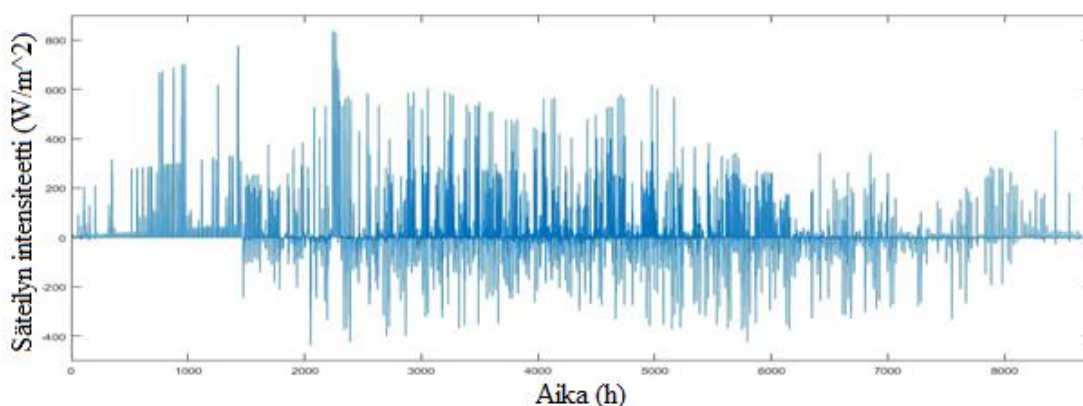
Kirkkauskertoimen määrittämiseksi pilvisyyttä kuvaava luku muutetaan suhdeluvuksi siten, että täysin selkeä taivas vastaa kirkkauserrointa 1 ja täysin pilvinen kirkkauserrointa 0. Näin saadaan määritettyä ennustettua pilvisyyttä vastaava kirkkauserroin jokaiselle simuloitavalle tunnille. Kuvassa 14 on esitetty kirkkauskertoimen avulla mallinnetun kohtisuoralle pinnalle tulevan säteilyn G_{me} ja todellisen mitatun säteilyn G_m erotus. Tästä nähdään, kuinka suuren virheen ennusteen epätarkkuus aiheuttaa. Suurimmat yksittäisen tunnin erotukset ovat noin 300 W/m^2 , mutta koska toisilla tunneilla ennuste on todellista säteilyä suurempaa ja päinvastoin, niin koko vuoden ajalla yhden tunnin keskimääräinen erotus on vain $-0,31 \text{ W/m}^2$. Tämä tarkoittaa, että pilvisyyden ennusteen epätarkkuudesta johtuen mallinnetun säteilyn vuotuinen summa on hieman todellista säteilysummaa pienempi.



Kuva 14. *Kirkkauskertoimen avulla mallinnetun kohtisuoralle pinnalle tulevan auringon säteilyn ja mitatun säteilyn erotus*

5.1.2 Aurinkosähkön tuotannon ennuste

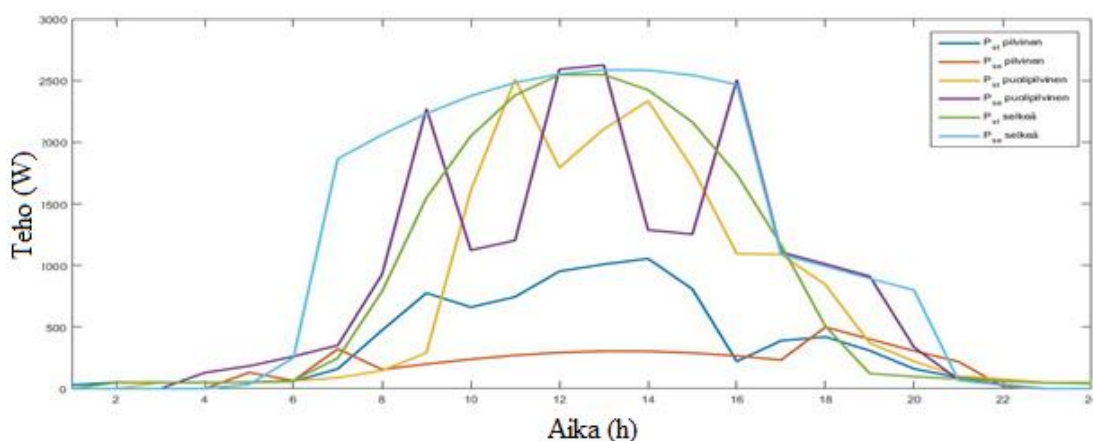
Aurinkosähkön tuotannon ennuste muodostetaan laskemalla paneelien suuntaiselle 45° kallistelulle tasolle tuleva teoreettinen auringon säteily ja korjataan tätä edellä määritetyllä kirkkauskertoimella. Kuvassa 15 on kirkkauskertoimella korjatun teoreettisen, eli ennustetun, kaltevalle tasolle tulevan säteilyn G_{met} ja mitatun säteilyn G_{mt} erotus. Tästä nähdään, että yksittäisillä tunneilla ennusteen virhe voi olla jopa 800 W/m^2 , mutta kun lasketaan koko vuoden keskiarvo, niin yhden tunnin keskimääräinen virhe on ainoastaan noin $14,0 \text{ W/m}^2$. Kuvassa positiivinen erotus tarkoittaa sitä, että todellinen säteily on ennustetta pienempää ja päinvastoin. Vuoden alussa ennuste on huomattavasti todellisia mittauksia suurempaa. Tämä johtuu siitä, että kaltevan tason säteilymittauksissa mittaus tulokset ovat huomattavasti pienempiä vuoden alussa kuin muuten. Vastaavaa poikkeamaa ei havaita horisontaalitason mittauksissa, joten poikkeama selittyy kaltevan tason anturin häiriöllä. Esimerkiksi lumipeite on voinut häiritä näitä mittauksia. Kun tarkastellaan ennusteen ja mittausten erotusta maaliskuun jälkeen, tunnin keskimääräinen erotus on vain $10,1 \text{ W/m}^2$. Koska toisilla tunneilla ennusteen virhe on positiivista ja toisilla negatiivista, niin koko vuoden säteilysummassa virhe on hyvin pieni. Tällä menetelmällä ennustetun säteilyn virhe simuloi hyvin todellista tilannetta, jossa säteilyä ei voida ennalta tarkasti tietää. Säteilyn määrä pystytään helposti ennustamaan tällä tarkkuudella ja ennustetta pystytään myös tarkentamaan tarvittaessa.



Kuva 15. Kaltevalle tasolle tulevan ennustetun ja mitatun auringon säteilyn erotus

Ennustetusta säteilystä saadaan laskettua varsinainen tuotannon ennuste. Tuotannon ennustetta laskiessa täytyy määrittää paneelien nimellisteho. Simuloinneissa tarkastellaan erikokoisia paneeleja, jolloin nimellisteho muuttuu tilanteen mukaan ja siten myös ennuste. Esimerkkinä tarkastellaan 17 sarjaan kytketyn paneelin kokonaisuutta, jonka nimellisteho on $3,23 \text{ kW}$. Kyseisten paneelien tuotanto yksivaiheisen invertterin jälkeen on mitattu kolmelta erityyppiseltä päivältä kesältä 2015. Säteilymittausten perusteella ennustettu tuotanto on tehty vuodelle 2013, jota on tarvittaessa täydennetty vuoden 2012 mitaustuloksilla, joten ennustettua ja todellista tuotantoa ei voida suoraan verrata keskenään. Näin ollen ennusteesta valittiin mahdollisimman läheltä tuotantomittausten päiviä vastaa-

van tyyppiset päivät pilvisyydeltään. Pilviseksi päiväksi valittiin 18.7.2013, jolloin pilvisuus on pysynyt suurena lähes koko päivän. Puolipilviseksi päiväksi valittiin 28.6.2013, jolloin pilvisuus on vaihdellut voimakkaasti päivän aikana. Selkeäksi päiväksi valittiin 7.7.2013, jolloin taivas on ollut selkeä tai lähes selkeä koko päivän ajan. Koska tuotantomittaukset on tehty vasta paneelien säätimen ja invertterin jälkeen, mittauksissa näkyy tehoelektroniikan aiheuttaman häviöt ja paneelien tehon säädöstä aiheutuvat häviöt. Säädöllä virta ja jänne pyritään pitämään maksimitehopisteessä, jonka mukaan paneelien nimellisteho on määritetty, mutta todellisuudessa säädöllä ei aina päästä ideaalitalanteeseen ja näin ollen todellinen teho jää nimellistä pienemmäksi standardisäteilylläkin. Näiden seikkojen vuoksi yhtälöllä 2.17 laskettu ennustettu tuotanto kerrotaan hyötysuhteella 0,8, jotta ennustettua tuotantoa P_{se} voidaan verrata mitattuun tuotantoon P_{st} . Kuvassa 16 on esitetty tunneittain laskettuja tuotannon keskiarvoja vastaavat kuvaajat kolmelta erityyppiseltä päivästä.



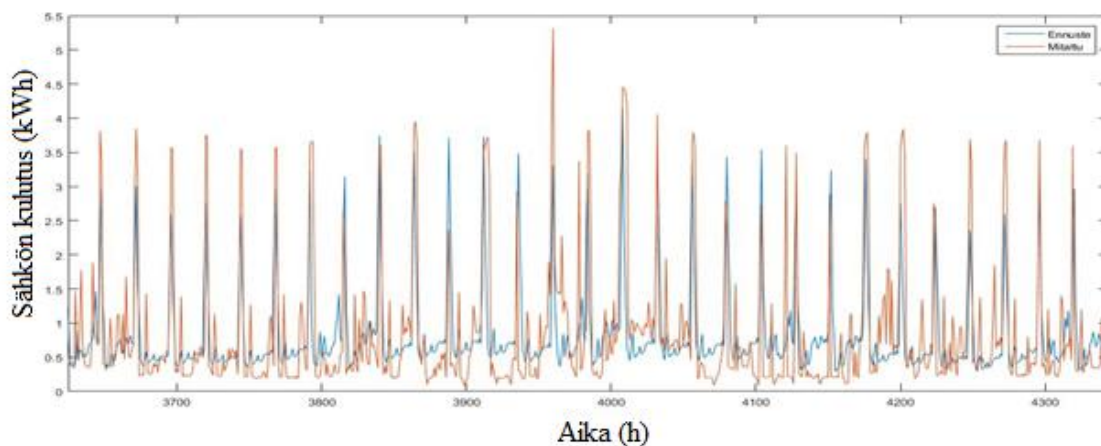
Kuva 16. Mitattu P_{st} ja ennustettu P_{se} tuotanto kolmelta erityyppiseltä päivästä

Koska kuvan 16 verrattavien päivien pilvisyydet, lämpötilat ja säteilymäärät eivät vastaa täysin toisiaan, ennusteet ja mittaukset eivät myöskään täysin vastaa toisiaan. Kuitenkin kuvasta nähdään, että tuotannon ennusteen suuruusluokka vastaa hyvin todellista tuotantoa vastaavalla pilvisyydellä. Ennuste arvioi tuotannon liian suureksi aamulla ja illalla. Tämä johtuu siitä, että ennuste ei ota huomioon mahdollisia varjostuksia, kuten puita ja rakennuksia, jotka peittävät auringon suoran näkyvyyden paneeleilta erityisesti aamuisin ja iltaisin, jolloin aurinko on lähellä horisonttia. Koska tämän työn tarkasteluissa aurinkosähkön tuotantoa tarkastellaan tehon säädön ja jännitteen muuntimen jälkeen, mutta ennen verkkoinvertteriä, yhtälöllä 2.17 laskettu ennustettu tuotanto kerrotaan hyötysuhteella 0,85. Näin päästään mahdollisimman lähelle todellista tuotantoa, joka vastaavan kokoisilla paneeleilla tuotettaisiin.

5.1.3 Sähkön kulutuksen ennuste

Sähkön kulutuksen ennuste lasketaan jokaiselle asiakkaalle jokaisen tarkasteltavan tunnin aikana. Ennuste muodostuu tarkasteluhetkeä seuraavien tuntien ennustetusta kulutuksesta

ja ennusteen pituus riippuu ohjauksen optimointipituudesta. Ennusteen pituus tulevaisuuteen on sama kuin optimointipituus, joten ennusteksi muodostuu matriisi, jossa on 8760 riviä ja optimointipituuden verran sarakkeita. Kuvassa 17 on esitetty esimerkkinä sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaan numero 7 kulutuksen ennuste ja todellinen mitattu kulutus kesäkuussa 2013. Kuvasta nähdään, että ennuste osaa ajoittaa hyvin kulutushuiput, mikä on ennusteen tärkein ominaisuus varaston ohjauksen kannalta. Yksittäisten tuntien ennusteen virhe on 0-3 kWh koko vuonna ja keskimääräinen yhden tunnin virhe vuoden aikana on 0,42 kWh.



Kuva 17. Sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaan 7 ennustettu ja mitattu sähkön kulutus kesäkuussa 2013

5.2 Simuloinnin virhelähteet

Sähköenergiavaraston ohjauksen lähtötietoina joudutaan käyttämään ennusteita vaihtelevalla tarkkuudella ja ohjausalgoritmeja täytyy yksinkertaistaa simulointia varten. Tästä aiheutuu simulointiin virheitä, joita pienentämällä varastoinnista voitaisiin saada vieläkin suurempi taloudellinen hyöty. Tässä työssä virheiden suuruus on pyritty saamaan niin pieneksi kuin nykyisellä tekniikalla todellisessa tilanteessa olisi mahdollista ja järkevää. Monissa tilanteissa virheiden pienentäminen voi vaatia esimerkiksi niin paljon enemmän laskentatehoa tietokoneelta, että se ei ole taloudellisesti ja teknisesti kannattavaa. Tässä luvussa tarkastellaan virhelähteitä, virheiden suuruuksia ja ratkaistaan virheisiin liittyviä suureita, joita simuloinneissa joudutaan käyttämään.

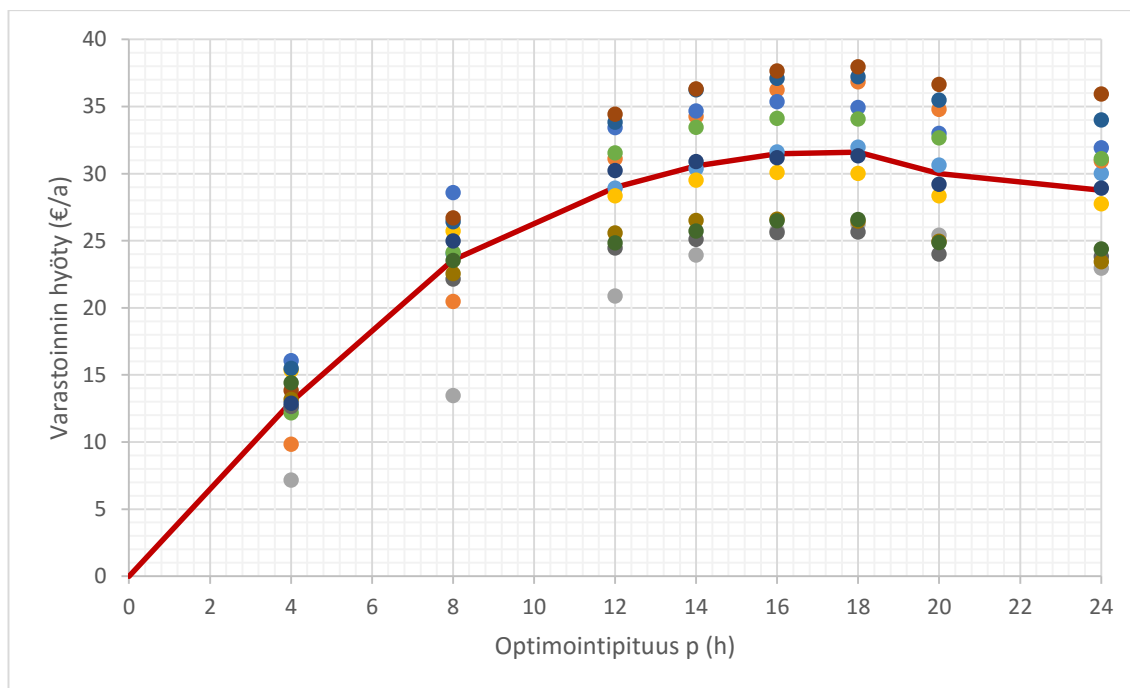
5.2.1 Optimointipituus

Tuntitason optimoinnin tarkkuus paranee pääsääntöisesti, kun optimointipituutta kasvatetaan, koska tällöin varaston käyttöä voidaan optimoida pidemmälle ajalle. Optimointipituutta pidennettäessä tarkkuuden paraneminen hidastuu ja laskennallisesti ei ole tehokasta optimoida varaston käyttöä hyvin pitkälle ajalle. Hyvä optimointipituus on riittävän lyhyt, jotta ratkaisuun päästään mahdollisimman nopeasti, mutta kuitenkin riittävän pitkä,

että optimoinnin tarkkuus on riittävä. Yksikäsitteistä oikeaa optimointipituutta ei ole mahdollista ratkaista, koska siihen vaikuttaa moni yksityiskohta. Pääasiassa optimointipituuteen vaikuttaa sähkön hinnan vaihtelu ja erityisesti hintahuippujen ajoittuminen toisiinsa nähden. Optimointiajan pituuteen vaikuttaa myös varaston koko sekä sen lataus ja purkausnopeus.

Optimointipituuden tarkastelua varten valittiin satunnaisesti 12 eri sähkön käyttäjän vuoden 2013 kulutusmittaukset siten, että jokaisesta tyyppikäyttäjäryhmästä valittiin 4 asiakasta. Optimoinnissa käytettiin todellisia kulutustietoja, jotta ennusteen aiheuttama virhe ei vaikuta optimointiin. Lisäksi optimoinnissa käytettiin ajanjaksoa vastaavia sähkön markkinahintoja. Spot-hintoja käytettiin, koska se on sähkön hinnan osuus, jonka mukaan muodostuvaan hintaan optimoinnilla voidaan vaikuttaa. Sähkön tuotantona optimoinnissa käytettiin kyseistä ajanjaksoa vastaavia mittaustuloksia. Aurinkopaneelien tuotanto vastasi 45° kallistetuilta, etelän suunnasta 22° itään suunnatuilta paneeleilta, joiden nimellisteho on 2 kW, saatavaa sähkön tuotannon tunnin keskiarvoa. Laskemalla tuotannosta keskiarvot tunneittain, hetkellisen säätäjän vaikutus ei näy hyödyssä. Mittauksissa energia-varastona käytettiin litium-akkua, joka koko oli noin 10 kWh. Simulointeja tehtiin optimointipituuksilla neljästä neljääntoista tuntiin kahden tunnin välein, joilla laskettiin varastoinnilla saatava hyöty sähkön hinnassa kuukauden aikana, verrattuna hintaa, joka maksettaisiin ilman varaston käyttöä. Hinnan laskennassa käytettiin tuntihinnoittelua, jossa hinta määräytyi vuoden 2013 Suomen alueen spot-hintojen mukaan, sähköyhtiön marginaali oli 0,25 c/kWh, tuotannon siirron verkkopalvelumaksu oli 0,07 c/kWh ja sähkön siirtohinta 6 c/kWh.

Kuvassa 18 on esitetty simuloinnin tulokset eri optimointipituuksilla ja näistä laskettu keskiarvo, joka on merkitty kuvaan punaisella viivalla. Simuloinnit tehtiin ensin neljän tunnin välein, optimointipituuksilla 4, 8, 12, 16, 20 ja 24 tuntia. Kun huomattiin, että paras hyöty saadaan 12 ja 20 tunnin optimointipituuksien välillä, simuloitiin vielä 14 ja 18 tunnin optimointipituuksilla. Suurimmassa osassa simuloinneista kustannushyödyn maksimi saatiin 18 tunnin optimointipituudella ja osassa myös 16 tunnin optimointipituudella. Keskiarvon mukaan paras optimointipituus on 18 tuntia ja tätä käytetään tämän työn tarkasteluissa tästä eteenpäin. Kuvasta nähdään myös, että hyöty pienenee, jos optimointipituus kasvaa liian suureksi. Paras hyöty saavutetaan riittävän pitkällä optimointipituudella ja tämän jälkeen optimoinnin virheet alkavat vain kertaantua ja pienentämään saatavaa hyötyä.



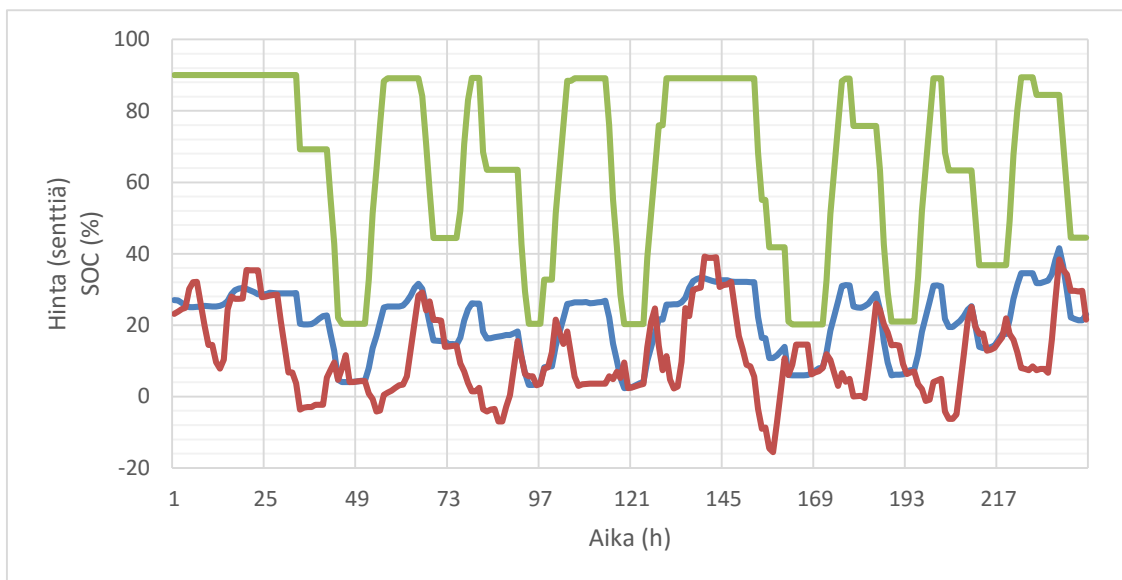
Kuva 18. *Optimointipituuden vaikutus kustannushyötyyn*

5.2.2 Tuntitason optimoinnin virheet

Tuntitason optimoinnissa suurin virhelähde on hinnan lokaaliin minimiin tyytyminen. Kuten luvussa 3.1 todettiin, käytettävä optimointialgoritmi hakee ensimmäisen lokaalin minimin ja ohjaa varaston käyttöä sen mukaan. Kuitenkin joissakin tilanteissa ensimmäinen lokaali minimi ei ole globaali ja näin ollen on olemassa ratkaisu, jolla minimi saataisiin vielä pienemmäksi. Globaalia minimiä ei kuitenkaan simuloinnissa kannata lähteä etsimään, koska optimointiongelman rajoitteista johtuen se ei mahdollista. Myöskään globaalia minimiä etsivät algoritmit eivät mahdollista yksittäisten tuntien latauksen tai purkauksen kannattavuuden tarkastelua, eivätkä ota huomioon verkkoon syötetyn energian hinnan eroa verkosta otettavan energian hintaan. Näin ollen kokonaiskustannushyödyssä päästään parempaan tulokseen tässä työssä käytetyllä menetelmällä kuin, että alettaisiin jokaisella tunnilla etsimään globaalia minimiä.

Tässä yhteydessä tarkastellaan kuitenkin sitä, paljonko tuntitason optimointia voitaisiin parantaa optimointia parantamalla. Globaalin minimin etsimiseen käytetään Matlabin linprog-funktiota, joka etsii rajoitteet huomioiden varaston käytölle parhaan ohjeen siten, että varastolla saatava kustannushyöty maksimoituu. Funktiolla lasketaan varaston ohjaus seuraaville 18 tunnille ja vastaavien tuntien sähkön spot-hintojen perusteella lasketuista varaston energian hinnoista lasketaan summa, joka vastaa sitä hintaa, joka säästettäisiin ohjaamalla varastoa kyseisten ohjeiden mukaisesti. Vertailu tehtiin yhdelle asiakkaalle, jonka optimointi laskettiin 240 tunnin ajalle, eli 10 vuorokauden jaksolle. Kuvassa 19 on esitetty sinisellä viivalla energian hinta sentteinä, joka linprog-funktion mukaisella oh-

jauksella säästettäisiin jokaisella tunnilla lasketun seuraavan 18 tunnin jaksolle. Vertailuna on punaisella viivalla tässä työssä käytettävällä ohjausalgoritmilla saatu vastaava energian hinta. Vihreä viiva osoittaa varaston tilaa optimoinnin alussa. Optimointi perustui vuoden 2013 tammikuun 10 ensimmäisen vuorokauden sähkön spot-hintoihin.



Kuva 19. Varaston käytön optimointialgoritmien vertailu

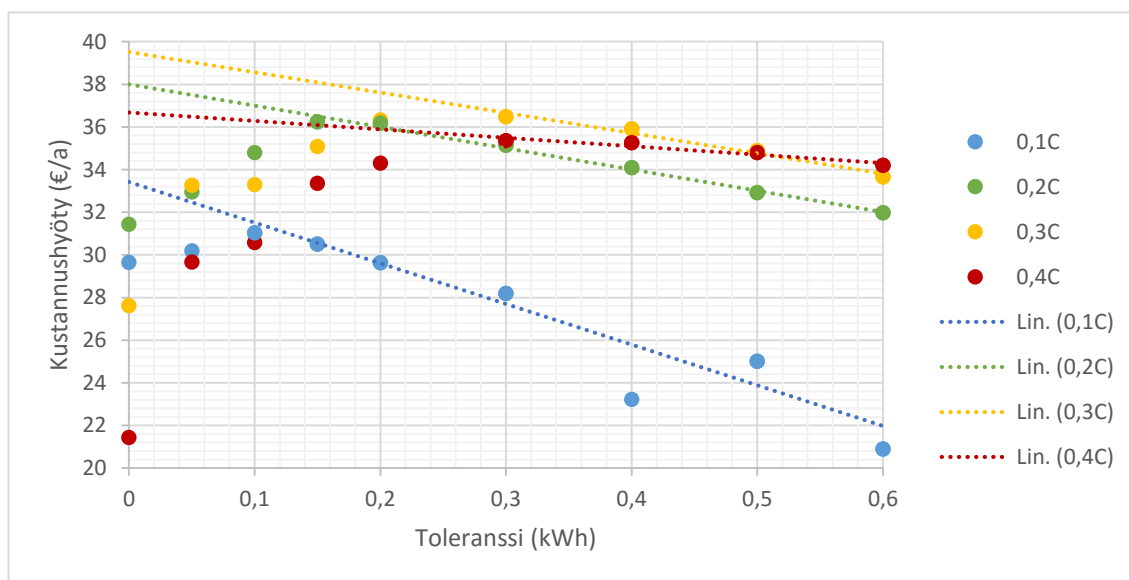
Kuvasta 19 nähdään, että tämän työn ohjausalgoritmi pääsee lähes vastaavaan optimointitulokseen linprog-funktion kanssa, kun varaston lataus on pieni. Tällöin siis löydetty lokaali ääriarvopiste on myös joko globaali tai erittäin lähellä sitä. Suurin virhe tulee silloin, kun varaston on täynnä. Tämä johtuu siitä erosta, että globaalia hinnan minimiä etsiessä täynnä oleva varasto kannattaa aina purkaa tyhjäksi optimointijakson lopussa, kun taas tämän työn algoritmi ei pyri purkamaan varastoa tyhjäksi, jos ei se koko tarkastelujakson perusteella ole kannattavaa. Tästä syystä joissakin tarkastelupisteissä kokonaishyöty voi olla jopa negatiivinen, koska ohjaus voi pyrkiä lataamaan varastoa optimointijakson lopussa. Tämä näkyy erityisesti keskipäivän optimoinneissa, koska tällöin 18 tunnin optimointijakson loppu osuu aamuyölle ja tällöin sähkön hinta on oletetusti edullisimmillaan, eikä varastoa kannata purkaa vaan ladata. Tätä globaalin optimin etsiminen ei ota huomioon. Näin ollen tarkastelun perusteella optimointialgoritmia parantamalla voitaisiin saada vain hyvin pieniä parannuksia varaston käytön kokonaishyötyyn.

Toinen tuntitason optimoinnin virhe syntyy, kun käytetään pitkää optimointipituutta. Seuravan vuorokauden spot-hinnat julkaistaan jokaisena päivänä kello 14 [25]. Tämä tarkoittaa sitä, että esimerkiksi kello 13 ei tiedetä kuin seuraavien 11 tunnin hinnat. Kun käytetään 18 tunnin optimointipituutta, kello 7 ja 13 välillä osan tuntien sähkön spot-hinnat joudutaan ennustamaan. Ennusteena voidaan käyttää edellisen vuorokauden vastaavien tuntien sähkön spot-hintoja. Pääsääntöisesti edellisen vuorokauden tuntihinta on vain suuntaa antava ennuste ja ottamalla myös viikon päivien väliset vaihtelut huomioon, saataisiin parempi ennuste. Simulointi tehdään 12 asiakkaan kulutustiedoilla siten, että edellisen vuorokauden hintoja käytetään ennusteena silloin, kun hintaa ei tiedetä ja verrataan

saatuja tuloksia simulointeihin, joissa spot-hinnat tiedettäisiin aina 18 tuntia eteenpäin. Simuloinneista huomataan, että ero kustannushyödyssä on hyvin pieni. Yhden asiakkaan kohdalla päästään täysin samaan hyötyyn ja suurimmillaan ennusteen aiheuttama virhe on 30 senttiä vuodessa. Keskimäärin 12 asiakkaan tarkastelussa virhe oli noin 10 senttiä vuodessa, joten ennusteen käyttäminen ei aiheuta merkittävää virhettä.

5.2.3 Hetkellisen säätäjän aiheuttama virhe

Hetkellisen säätäjän aiheuttama varsinainen virhe simulointiin aiheutuu diskretisoinnista. Tuntisäätäjän optimoinnin vuoksi mallin laskennassa käytetään 2,4 minuutin aika-askelta todellisessa ajassa. Hetkellinen säätäjä pyrkii säätämään varaston latauksen tuntisäätäjän asettamaan arvoon. Koska hetkellinen säätäjä saa uuden arvon todellista aikaa 2,4 minuutin välein, ohjearvon lähellä säätäjä säätää varaston latauksen aina hieman ohi ohjearvosta ja säätäjä jää värähtelemään ohjearvon molemmin puolin. Tämä aiheuttaisi suuria häviöitä ja varasto kuormittuisi turhaan. Ongelma ratkaistaan siten, että hetkelliselle säätäjälle asetetaan toleranssiraja, jonka sisällä oleva arvo katsotaan saavuttaneen ohjearvon. Toleranssin suuruus riippuu latauksen ja purun maksimitehosta. Toleranssin täytyy olla suurempi kuin 2,4 minuutin aikana maksimissaan ladatun tai puretun energian määrä. Toleranssi aiheuttaa kuitenkin simuloinnille virheen ja siksi toleranssi pitää olla mahdollisimman pieni. Kuvassa 20 on esitetty laskettu 10 kWh ja 90 Ah litiumioniakulla saatava kustannushyöty yhdelle asiakkaalle neljälle eri maksimilatausvirralla ja lineaarisella regressiolla lasketut suorat niistä pisteistä, joilla säätäjä ei värähtele.



Kuva 20. Diskretisoinnin aiheuttama virhe hetkellisessä säätäjässä

Kuvasta 20 nähdään, että jos hetkellinen säätäjä toimisi jatkuvana, kuten todellisessa tilanteessa olisi, todellinen varastoinnin hyöty olisi suurempaa kuin mihin diskreetillä simuloinnilla päästään. Kun maksimilatausvirta on 0,1 kertainen akun kapasiteettiin nähden, toleranssirajalla 0,1 kWh säätäjän värähtelyä ei enää tapahdu ja päästään parhaaseen kustannushyötyyn. Kuitenkin, jos säätäjä toimisi jatkuvana, päästäisiin vielä noin 7,1 %

parempaan hyötyyn. Parhaaseen hyötty päästään, jos maksimilatausvirta on 0,3 kertainen kapasiteettiin nähden. Tällöin parhaaseen arvioon päästään 0,3 kWh toleranssirajalla ja kustannushyöty olisi tällöin jatkuvalla säätäjällä 7,7 % parempi. Vertailun tuloksista voidaan päätellä, että toleranssin täytyy kasvaa samassa suhteessa kuin maksimilatausvirta kasvaa. Simulointien perusteella kustannushyöty on todellisuudessa keskimäärin 5,8 % suurempi kuin simuloinnilla saavutettava maksimikustannushyöty. Tätä voidaan käyttää hyväksi arvioitaessa kokonaiskustannushyötyä.

Toisen virheen hetkelliselle säätäjälle aiheuttaa keskiarvojen käyttäminen simuloinnin lähtötietoina. Kun koko vuoden kustannushyötyä simuloidaan, lähtöarvoina käytetään tunnin ajanjakson tehojen keskiarvoja, koska myös hinnoittelu perustuu kilowattitunteihin ja asiakkaiden kulutustiedot ovat saatavilla tässä muodossa. Todellinen kulutus vaihtelee kuitenkin voimakkaasti tunnin sisällä ja samoin aurinkosähkön tuotantoteho vaihtelee paljon tunnin aikana. Tästä aiheutuu simuloinnin tuloksiin virhe. Virheen suuruutta voidaan arvioida simuloimalla lyhyitä ajanjaksoja lyhemmällä diskretisoinnilla ja vertaamalla saatuja tuloksia tunnin aikavälillä simuloituihin tuloksiin. Tarkastellaan ensin yhden asiakkaan kulutusta 12.7.2013 ja 4.9.2013 välisellä ajalla. Diskretisoidaan kulutusmittaukset siten, että aika-askeleen pituudeksi tulee 2,4 minuuttia. Tällä tarkkuudella voidaan tarkastella täysin samalla simulointimallilla kuin tunnin aika-askeleen simuloinneisakin. Aurinkosähkön tuotannon mittaukset muokataan myös vastaavalle aika-askeleelle sopiviksi. Taulukossa 4 on esitetty kustannushyödyn vertailu eri aika-askeleen pituuksilla siten, että simuloinneissa on käytetty erikokoisten aurinkopaneelien tuotantoa.

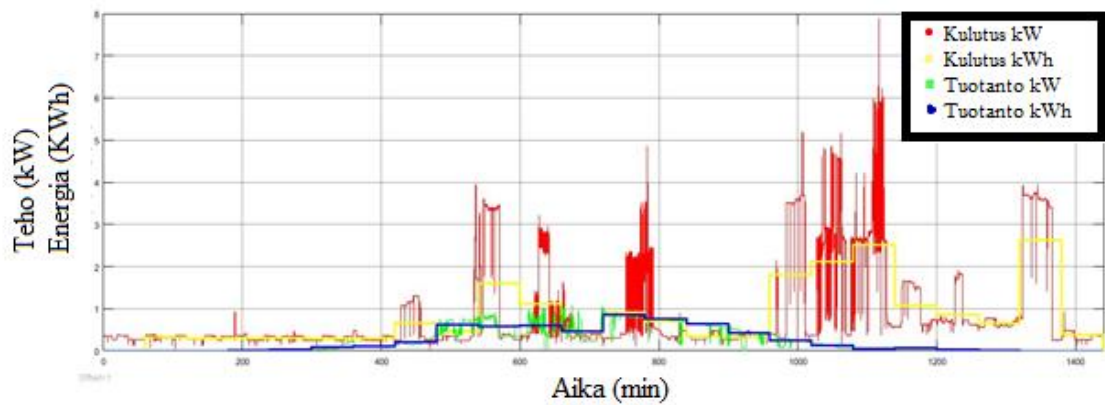
Taulukko 4. Hetkellisen säätäjän lähtöarvojen aika-askeleen pituuden vaikutus ajanjakson kustannushyötyyn

Aurinkopaneelien nimellisteho (kW)	Aika-askeleen pituus	
	2,4 min	60 min
0	13,11 €/a	14,40 €/a
0,5	14,13 €/a	15,21 €/a
1	30,96 €/a	26,50 €/a
1,5	39,34 €/a	42,92 €/a
2	38,39 €/a	35,35 €/a

Aika-askeleen pituuden vaikutusta vertailevan simuloinnin tuloksista nähdään, että kustannushyötyä tarkasteltaessa virhe on hyvin pieni, kun käytetään tunnin aika-askelta. Eri-

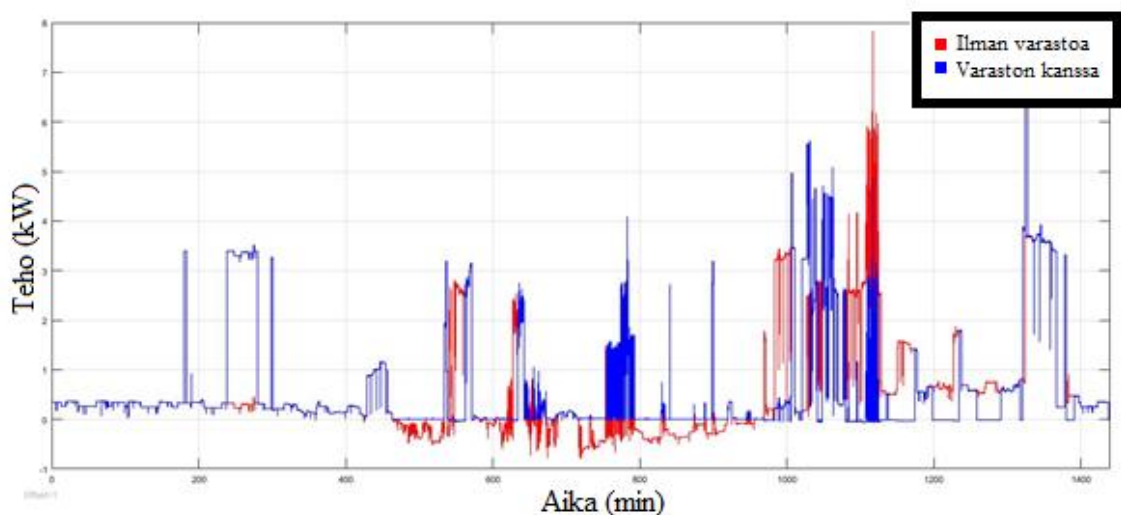
kokoisilla aurinkopaneeleilla saatavien varaston kustannushyötyjen ero vaihtelee 16 sentistä 66 senttiin ja kun tarkastellaan virheen suuruutta prosenteissa, virhe vaihtelee 7,7 %:sta 14,4 %:in. Virheen suunta vaihtelee simulointien välillä. Nimellistehoiltaan 1 kW ja 2 kW aurinkopaneeleilla lyhyellä aika-askeleella päästään suuremaan hyöttyyn, kun taas muissa simuloinneissa tilanne oli päinvastainen. Suunnan vaihtelevuus kertoo sen, että simulointien ero johtuu pääosin muista tekijöistä kuin aika-askeleen pituudesta. Näitä tekijöitä ovat esimerkiksi optimoinnin virheet ja se, että tarkasteltava ajanjakso on niin lyhyt, että varaston latauksen tilan erolla simuloinnin alun ja lopun välillä on merkitystä lopputulokseen. Aika-askeleen pituudesta johtuvat virheet näkyvät erityisesti siinä, että tunnin aikana verkkoon syötetty ja verkosta otettu teho simuloidaan summana, joka on joko positiivista tai negatiivista. Sähkön hinta määräytyy tämän summan perusteella riippumatta siitä, mitä tunnin sisällä on tapahtunut. Lyhyellä aika-askeleella voidaan erikseen summata syötetyt tehot ja verkosta otetut tehot ja laskea näille erilliset hinnat. Näistä yhteenlaskettu tunnin kokonaishinta on eri kuin tunnin aika-askeleella laskettu hinta. Jos kokonaishinta on negatiivista, virhe on myös negatiivista ja jos kokonaishinta on positiivista, virhe on myös positiivista. Useamman tunnin ajalla tämä tasoittaa kokonaisvirhettä.

Sähkön kulutus ja aurinkosähkön tuotanto vaihtelevat merkittävästi myös 2,4 minuutin aika-askeleen aikana. Tämän vuoksi tarkastellaan myös sekuntitason muutoksia lyhyellä aikavälillä. Sähkön tuotantona simuloinnissa käytetään 26.6.2013 mitattuja säteilytehon mittauksia, joiden mittaustaajuus on 1 mittausta sekunnissa. Aurinkopaneeleiden nimellistehona käytetään tässä 1 kW. Sähkön kulutuksena käytetään säteilymittauksia lähinnä olevan päivän mittauksia, joista sekuntitason mittauksia on saatavilla, eli 12.7.2013 mitattuja kulutuksia. Sähkön hintana käytetään 26.6.2013 olleita tuntihintoja. Tuntisäätäjä asetetaan toimimaan 60 aika-askeleen välein ja sen viiveet venytetään vastaamaan tunnin aika-askeleella toimivaa simulaattoria. Koska nyt hetkellinen säätäjä toimii 2,4 sekunnin aika-askeleella, tuotanto ja kulutusmittaukset interpoloidaan siten, että mittauksien väli on 2,4 sekuntia. Kuvassa 21 on esitetty kulutus ja tuotanto simulointimalliin sovitettuna aikavälillä kilowatteina ja näistä tehoista lasketut keskiarvot, eli energiat kilowattitunteina. Energioita käytetään tuntisäätäjän lähtöarvoina ja tuntitason simuloinnin lähtötietoina. Hetkellisiä tehoja käytetään tässä simuloinnissa tietona todellisesta kulutuksesta. Kuvasta nähdään hetkellisissä arvoissa suurta vaihtelua verrattuna tuntien energioihin. Kulutuksen maksimiteho on yli kolminkertainen verrattuna maksimituntien energiaan. Jos tarkastelua tarkennettaisiin vielä sekunnin sisällä tapahtuviin muutoksiin, ero voisi olla vielä tätäkin suurempaa. Voimakas tehon vaihtelu lisää simuloinnin virhettä ja tätä tarkastellaan vertaamalla sekuntitason simulointia tuntitason simulointiin.



Kuva 21. Sähkön kulutus ja tuotanto yhdeltä vuorokaudelta hetkellisenä tehona ja tunnin kokonaisenergiana

Kuvassa 22 on esitetty asiakkaan teho verkon kannalta, kun asiakkaalla ei ole energiavarastoa ja simuloituteho, kun energiavarasto on käytössä. Punaisesta viivasta nähdään, kuinka ilman varastoa tuotettua tehoa joudutaan syöttämään keskipäivällä verkkoon, kun taas illalla kulutushuipun aikana verkosta joudutaan ottamaan paljon energiaa. Simuloidulla varaston käytöllä tässä tapauksessa verkkoon ei jouduta syöttämään tehoa lainkaan. Varastoa ladataan, kun tuotanto on kulutusta suurempaa ja aamuyön edullisilla sähkön hinnoilla. Varastoa puretaan kalliin sähkön hinnan kulutushuippujen aikana, jolloin maksimitehopiikkikin jää pienemmäksi kuin ilman varastoa. Simuloidun yhden päivän aikana säästöä kertyi 0,32 €, joka on 18 % siitä sähkön hinnasta, joka ilman varastoa olisi jouduttu maksamaan. Kun otetaan huomioon, että tässä simuloinnissa varaston lataustila jäi lopussa 20 % matalammaksi kuin alussa ja tämä vajeus olisi täytetty lataamalla vastaava energiamäärä vuorokauden viimeisellä tunnilla, hyödyksi olisi jäänyt 0,12 €, joka on noin 7 % alkuperäisestä sähkön hinnasta.



Kuva 22. Asiakkaan kuluttama tai syöttämä teho verkon kannalta 2,4 sekunnin mitausvälillä ilman energiavarastoa ja varaston kanssa.

Tuntitason simuloinnista vastaavilla lähtötiedoilla saatiin vuorokauden kustannushyödyksi 0,33 €, joka on ainoastaan yhden sentin korkeampi kuin sekuntitason simuloinnissa saatu hyöty. Ero selittyy sillä, että tuntitason simuloinnissa varaston tila jäi lopussa hieman matalammaksi kuin sekuntitason simuloinnissa, jolloin kustannushyöty on hieman suurempi. Varaston tila jäi tuntitasolla matalammaksi, koska tuntitasolla ei pystytä huomioimaan tilanteita, joissa tuotanto on hetkellisesti kulutusta suurempaa ja varastoa ladattaisiin. Useamman vuorokauden tarkasteluissa ero tasoittuu, kun toisilla vuorokausilla tilanne on päinvastainen. Näin ollen voidaan todeta, että tuntitason simuloinnilla voidaan tarkastella varaston käytöstä saatavaa hyötyä riittävällä tarkkuudella.

5.2.4 Ennusteiden aiheuttamat virheet

Asiakkaan tulevaa kulutusta ja tuotantoa ei voida tietää, joten optimoinnissa joudutaan käyttämään ennusteita, kuten on todettu. Ennusteet kuitenkin poikkeavat todellisesta kulutuksesta ja tuotannosta. Näin ollen ennusteiden käyttäminen aiheuttaa optimointiin virhettä. Ennusteiden aiheuttama virhe on kuitenkin sama sekä simuloinneissa että todellisessa tilanteessa, joten se ei aiheuta virhettä simuloitavaan kustannushyötyyn. Ennusteiden aiheuttama virhe kuvaa sitä, kuinka paljon varastosta saatavaa hyötyä voitaisiin kasvattaa parantamalla ennusteiden tarkkuutta. Taulukossa 5 on esitetty viiden satunnaisesti valitun asiakkaan simuloitunut kustannushyödyt 10 kWh litiumioniakkuvarastolla ja 1 kW nimellistehoisten aurinkopaneeleiden tuotannolla, kun simuloinnissa on käytetty tuntisääntäjän lähtötietoina joko todellisia tai ennustettuja tuotannon ja kulutuksen tietoja.

Taulukko 5. Ennusteiden aiheuttama virhe vuotuisen kustannushyötyyn

Asiakas	Todelliset tuotanto ja kulutus	Tuotanto ennustettu	Kulutus ennustettu	Kulutus ja tuotanto ennustettu
1	16,98 €/a	16,45 €/a	10,78 €/a	10,19 €/a
2	15,41 €/a	14,65 €/a	9,06 €/a	8,35 €/a
3	21,88 €/a	21,57 €/a	14,40 €/a	14,04 €/a
4	22,95 €/a	22,79 €/a	16,50 €/a	16,33 €/a
5	18,77 €/a	18,37 €/a	13,14 €/a	12,98 €/a

Taulukon 5 simuloituista kustannushyödyistä nähdään, että tuotannon ennusteen käyttö heikentää kustannushyötyä vain vähän. Tämä johtuu siitä, että auringon säteilyn voimak-

kuus voidaan ennustaa riittävän tarkasti jokaiselle tarkasteltavalle tunnille. Sen sijaan kulutuksen ennusteen käyttäminen pienentää saatavaa kustannushyötyä noin kolmanneksen. Tämä johtuu siitä, että tulevaa kulutusta on todella vaikea ennustaa. Vaikka päivän kokonaiskulutus pystyttäisiin ennustamaan melko tarkasti, niin todelliseen tunnin kulutukseen vaikuttaa asiakkaiden valinnat siitä, että laitetaanko esimerkiksi jonain päivänä ruoka tuntia ennemmin kuin yleensä, tai mennäänkö sähkösaunaan tuntia myöhemmin kuin normaalisti. Kuluttajan tekemät valinnat aiheuttavat merkittävän virheen kulutuksen ennusteeseen, jonka seuraukset näkyvät myös varastosta saatavasta kustannushyödyssä.

5.3 Energian varastointi ilman omaa tuotantoa

Kun tarkastellaan energian varastointia ilman omaa tuotantoa, kustannushyöty muodostuu ainoastaan tuntien välisestä sähkön hintaerosta. Sähkön hinnan lisäksi energiavarasto ja kulutus vaikuttavat saatavaan hyötyyn. Tässä luvussa tarkastellaan näiden muuttujien ja kulutushyödyn välistä riippuvuutta.

5.3.1 Sähkön hinnan vaikutus kustannushyötyyn

Kun sähkön kulutusasteessa ei ole omaa tuotantoa, varastosta saatava kustannushyöty riippuu varastoon ladattavan sähkön hinnan ja varastosta purettavaa sähköä vastaavan verkosta otettavan sähkön välisestä hintaerosta. Hyöty on sitä suurempaa, mitä enemmän edullista sähköä voidaan ladata ja mitä enemmän kalliin sähkön hinnan aikana kulutusta voidaan kattaa varastosta. Tarkastellaan vuosien 2013, 2014 ja 2015 sähkön spot-hintojen eroja ja vaikutusta kustannushyötyyn. Sähkön spot-tuntihintojen keskiarvo on pudonnut näiden kolmen vuoden aikana. Vuonna 2013 keskihinta oli 41,16 €/MWh, vuonna 2014 36,02 €/MWh ja vuonna 2015 keskihinta oli 29,66 €/MWh. Spot-hintojen keskihajonta oli vuonna 2013 11,65 €/MWh ja laski hieman vuonna 2014, jolloin keskihajonta oli 11,50 €/MWh. Vuoden 2015 spot-hintojen keskihajonta kasvoi selvästi aiemmista vuosista ollen 14,46 €/MWh. Kun tarkastellaan päivien korkeimman ja matalimman hinnan erotusta, vuonna 2013 erotus oli keskimäärin 21,82 €/MWh, vuonna 2014 25,08 €/MWh ja vuonna 2015 keskimääräinen erotus oli 29,84 €/MWh.

Simuloidaan 6 satunnaisten kuluttajan kustannushyöty 10 kWh litiumioniakulla kolmen eri vuoden sähkön hinnoilla. Eri vuosina saadut kustannushyödyt on esitetty taulukossa 6. Taulukosta nähdään, että keskimäärin hyöty kasvoi vuodesta 2013 vuoteen 2014 noin 40 % ja vuodesta 2014 vuoteen 2015 noin 55 %. Koska sähkön keskihinta on laskenut tarkasteltavien vuosien aikana, hyödyn voisi ajatella pienentyvän. Kuitenkin vuorokausien korkeimman ja matalimman hinnan erotus on kasvanut tasaisesti, joten se selittää kustannushyödyn kasvun. Lisäksi keskihajonnan vaihtelut vuosien välillä selittää sen, miksi vuosien 2014 ja 2015 välillä hyöty kasvoi enemmän kuin vuosien 2013 ja 2014 välillä.

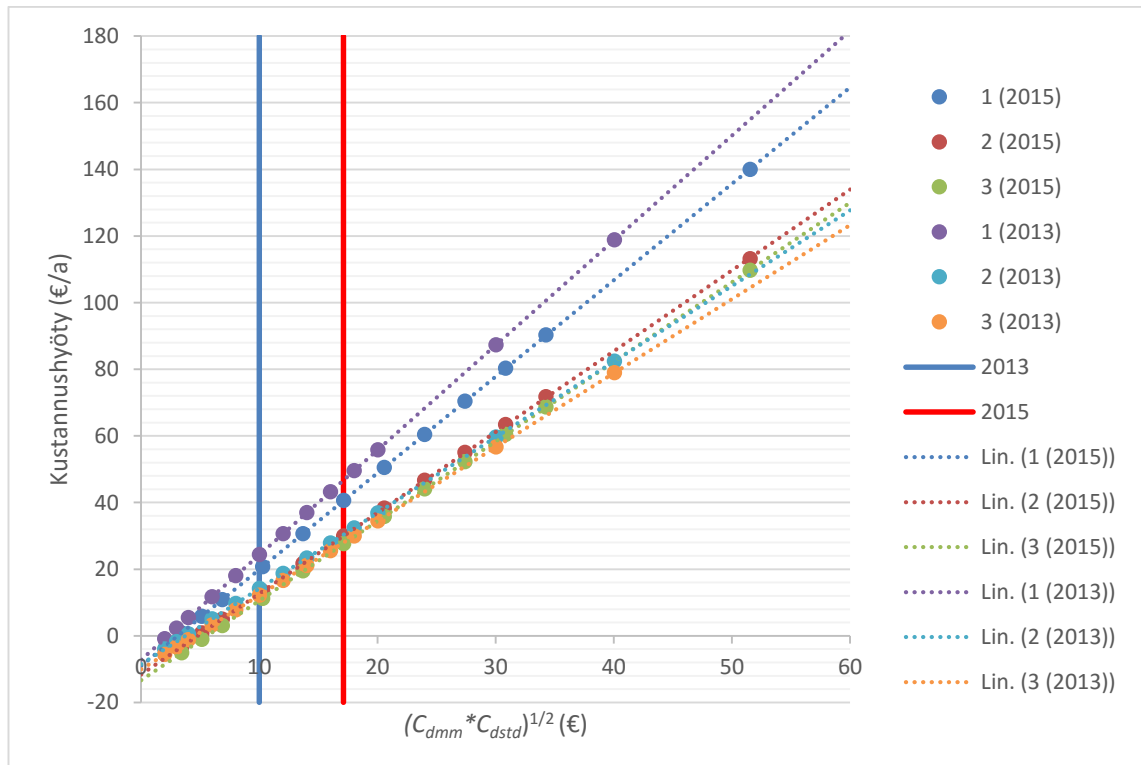
Taulukko 6. Varastoinnilla saavutettu kustannushyöty eri vuosina

Asiakas	2013	2014	2015
1	15,26 €	21,74 €	31,15 €
2	8,24 €	13,92 €	24,25 €
3	17,31 €	22,44 €	34,34 €
4	24,34 €	29,60 €	40,59 €
5	14,19 €	19,35 €	30,00 €
6	12,19 €	16,84 €	27,66 €

Jotta hintojen vaikutusta varastosta saatavaan kustannushyötyyn voitaisiin tarkastella yleisemmin, muokataan spot-hintoja siten, että keskihintaa ja äärihintojen, eli vuorokauden matalimman ja korkeimman hinnan, eroja voidaan verrata tarkemmin keskenään. Äärihintojen muokkaus tehdään siten, että jos kyseisen tunnin hinta on pienempi kuin päivän keskihinta, hinta jaetaan kertoimella K_{cmm} ja jos hinta on keskiarvoa suurempi, hinta kerrotaan samalla kertoimella. Näin saadaan muokattua hintojen vaihtelevuutta siten, että keskihinta pysyy samana. Keskihintojen muokkaus tehdään kertomalla hinnat kertoimella K_{cKA} . Kun vuoden 2015 spot-hintoja muokataan kertoimilla $K_{cKA} = 1,4$ ja $K_{cmm} = 0,85$, saadaan keskihinnaksi 40,32 €, joka vastaa lähes vuoden 2013 keskihintaa, mutta hintojen vaihtelu on samaa luokkaa kuin 2015. Näillä hinnoilla taulukon 6 asiakkaan 4 hyödyksi saadaan 39,75 €. Tästä nähdään, että keskihinnan nousu ei käytännössä vaikuta saatuun hyötyyn. Jos taas vuoden 2013 spot-hintoja muokataan kertoimella $K_{cmm} = 1,1$, saadaan keskihinta, keskihajonta ja äärihintojen keskimääräinen erotus vastaamaan vuoden 2015 arvoja. Näillä hinnoilla simuloitaessa taulukon 6 asiakkaan 4 kustannushyödyksi saadaan 37,95 €. Tästä nähdään selvästi, että hyöty riippuu äärihintojen erotuksesta ja keskihajonnasta. Yksittäisten tuntien hinnoilla ja hintahuippujen ajoituksella on vain hyvin pieni merkitys, kun asiakkaalla ei ole omaa tuotantoa.

Mikäli sähkön hinnat nousevat tulevaisuudessa kustannushyöty tulee kasvamaan, jos oletetaan, että hinnan vaihtelevuus tulee kasvamaan samassa suhteessa. Jos sähkön hinta tulee keskimäärin kaksinkertaistumaan, tämä tarkoittaa, että myös äärihintojen erotus tulisi kaksinkertaistumaan, jos vaihtelevuus kasvaa samassa suhteessa. Simuloidaan kolmen asiakkaan osalta saatu kustannushyöty sähkön hinnoilla, jotka on saatu kertomalla vuosien 2013 ja 2015 spot-hinnat eri kertoimilla K_{cKA} . Lasketaan spot-hinnoista muokattujen hintojen jokaisen päivän korkeimman ja matalimman hinnan erotus C_{dmm} ja jokaisen päivän hintojen keskihajontojen keskiarvo C_{dstd} . Kerrotaan saadut luvut keskenään ja otetaan

saadusta luvusta neliöjuuri. Näin saadaan hinnan vaihtelevuutta kuvaava luku, jota voidaan verrata vastaavilla spot-hinnoilla saatavaan kustannushyötyyn. Kuvassa 23 on esitetty saadut simulointitulokset kahden eri vuoden spot-hinnoista muokatuilla hinnoilla, tulospisteisiin sovitetut suorat sekä tarkasteltujen vuosien todellista hintojen vaihtelevuutta kuvaavat luvut. Kuvasta nähdään, että päivittäisten hintojen keskihajontojen keskiarvon ja päivittäisten äärihintojen erotuksen keskiarvon tulon neliöjuuri ennustaa hyvin varastosta saatavaa kustannushyötyä. Tämän riippuvuuden perusteella voidaan arvioida kustannushyödyn mahdollista kasvua. Hinnan vaihtelevuuden muuttuja ottaa huomioon sekä hintojen keskihajonnan ja äärihintojen kasvun. Kuvaajista nähdään, että noin 5 € hinnan vaihtelevuudella varastoinnilla ei saavuteta kustannushyötyä. Vuonna 2015 vaihtelevuus oli noin 17 €, jolla saavutettaisiin asiakkaan 1 kohdalla noin 40 € kustannushyöty. Jos vaihtelevuus kasvaisi noin 30 €, saavutettu kustannushyöty asiakkaan 1 kohdalla kaksinkertaistuisi vuoden 2015 tasoon nähden. Tällainen hinnan vaihtelevuus saavutettaisiin, jos spot-hinnat kasvaisivat vuoden 2015 hinnoista keskimäärin 1,8-kertaiseksi ja samalla hinnan vaihtelevuus kasvaisi samassa suhteessa.

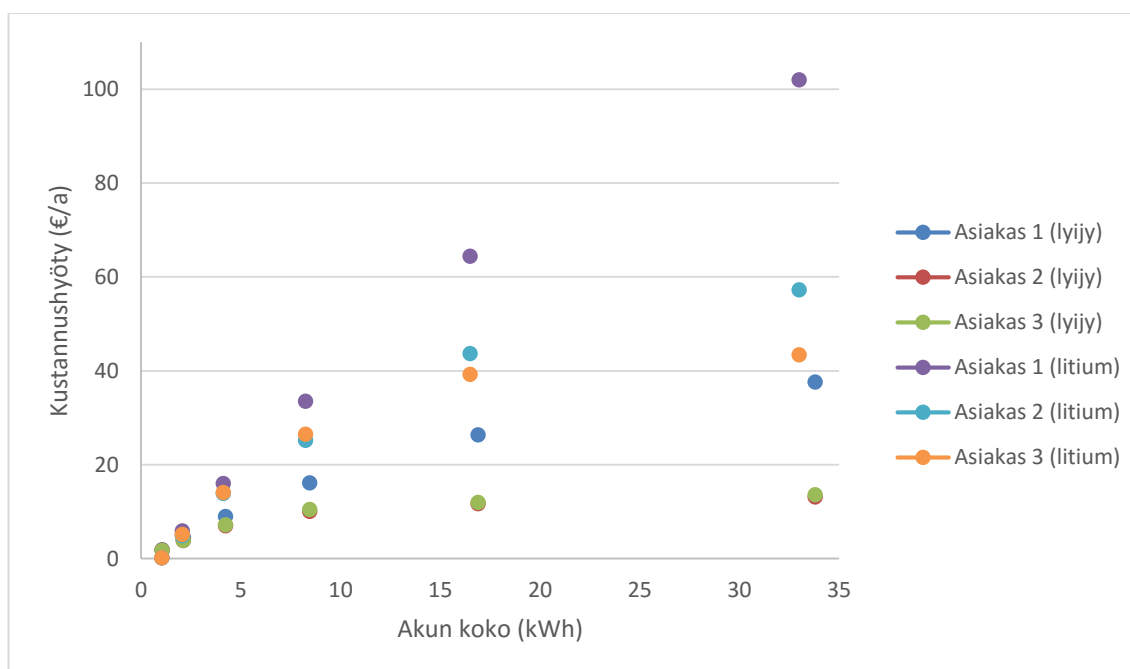


Kuva 23. Sähkön spot-hintojen vaihtelevuuden vaikutus varastoinnista saatavaan kustannushyötyyn

5.3.2 Akun merkitys kustannushyötyyn

Akkuja, joita voidaan käyttää kotitalouden energiavarastona, on monia erilaisia ja erikoisia. Tässä tarkastelussa käytetään erikokoisia lyijy- ja litiumioniakkuja. Akkukennoja voidaan kytkeä eri tavoin sarjaan ja rinnan, jolloin akun ominaisuuksia voidaan säätää

käyttötarkoitukseen soveltuviksi. Tarkastelua varten valittiin kolme asiakasta, yksi jokaisesta kuluttajaryhmästä. Asiakas 1 kuuluu sähkölämmittäjiin ja sen vuoden sähkön kulutus on noin 29,5 MWh. Asiakas 2 kuuluu varaajiin ja sen vuosikulutus on noin 22,1 MWh. Kolmas asiakas on öljylämmittäjä ja sen vuosikulutus on noin 9,4 MWh. Kuvassa 24 on esitetty simuloinnilla saadut tulokset eri kokoisilla lyijy- ja litiumioniakuilla. Simuloinnit on tehty vuoden 2015 sähkön hinnoilla ja esitetty tulos paras, joka on saatu simuloimalla eri tavoin kootuilla saman energiamäärän sisältävillä akuilla. Kuvasta nähdään, että lyijyakkujen kohdalla asiakkailla 2 ja 3 akun koon kasvattaminen yli 4 kWh ei juurikaan kasvata hyötyä, ja asiakkaan 1 kohdalla paras hyöty suhteessa akun kokoon saatiin noin 8 kWh akulla. Litiumioniakkujen kohdalla suurin hyöty suhteessa akun kokoon saatiin 4 ja 8 kWh akkukokojen välillä. Asiakkaan 1 kohdalla lähes vastaava hyöty suhteessa akun kokoon saatiin vielä 16 kWh akullakin. Yleisesti lyijyakuilla saatava hyöty on huomattavasti pienempi kuin litiumioniakuilla, koska litiumioniakun hyötysuhde on huomattavasti parempi kuin lyijyakun. Kuitenkin, esimerkiksi asiakkaan 1 kohdalla 33 kWh lyijyakulla päästään hieman parempaan kustannushyötyyn kuin 8 kWh litiumioniakuilla, jolloin kyseisten akkujen kustannuksia kannattaa verrata keskenään.

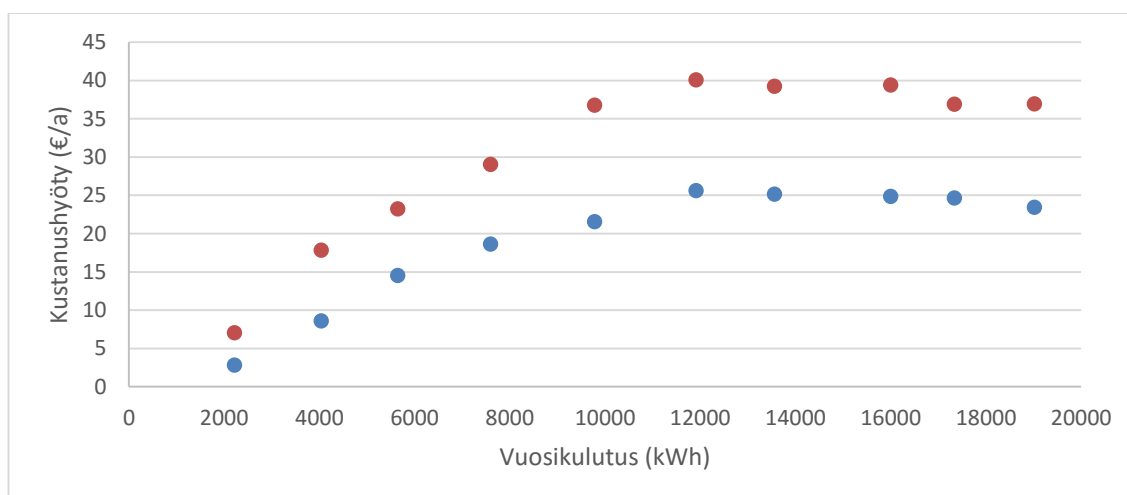


Kuva 24. Kolmen asiakkaan saama kustannushyöty eri kokoisilla lyijy- ja litiumioniakuilla

Kuten kuvasta 24 nähdään, kustannushyöty ei kasva lineaarisesti akun kokoa kasvatettaessa. Tämä johtuu siitä, että kun asiakkaan päivän kalliin sähkön hinnan tuntien kulutus on katettu varastosta, hyötyä ei juurikaan voi kasvattaa varaston kokoa kasvattamalla. Näin olleen asiakkaan kulutus on tekijä, joka rajoittaa sitä, kuinka suuri varasto kannattaa olla.

5.3.3 Kulutuksen vaikutus kustannushyötyyn

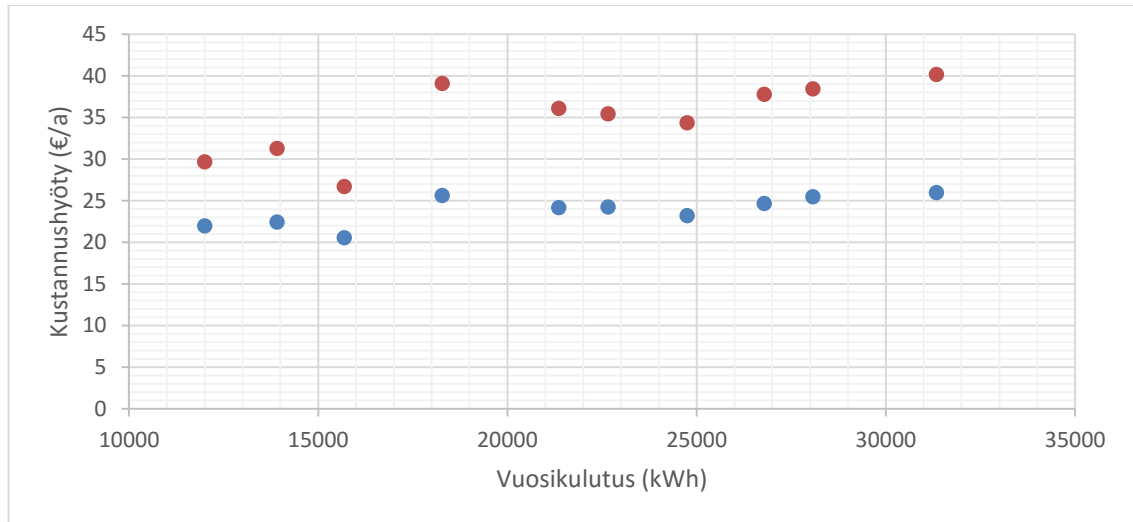
Kuten todettiin, kulutuksen suuruus rajoittaa sitä, kuinka suuri varasto kannattaa olla. Tarkastellaan vielä asiakkaan kulutuksen suuruuden vaikutusta kustannushyötyyn eri kulutustyypeittäin. Jokaisesta ryhmästä valittiin 10 asiakasta, joiden vuosikulutus vaihteli mahdollisimman tasaisesti kunkin ryhmän ääripäiden välillä ja simuloitiin kustannushyöty 6,2 kWh ja 10,3 kWh litiumioniakkuvarastoilla. Kuvassa 25 on öljylämmittäjien ryhmän asiakkaiden simuloitut kustannushyödyt. Kuvaajasta nähdään, että kun vuosikulutus on yli 12 MWh, varastosta saadaan maksimaalinen hyöty. Tätä pienemmillä vuosikulutuksilla kulutuksen suuruus rajoittaa varastosta saatavaa hyötyä. Samalla kuvaajasta nähdään, että 6,2 kWh litiumioniakkuvarastolla saadaan noin 63 % kustannushyöty verrattuna 10,3 kWh varastoon, vaikka 6,2 kWh varaston kapasiteetti on 60 % 10,3 kWh varastosta. Näin ollen 6,2 kWh litiumioniakkuvarastolla saadaan hieman suurempi hyöty suhteessa akun kokoon kuin 10,3 kWh varastolla, joten näistä 6,2 kWh varasto on kustannustehokkaampi vaihtoehto.



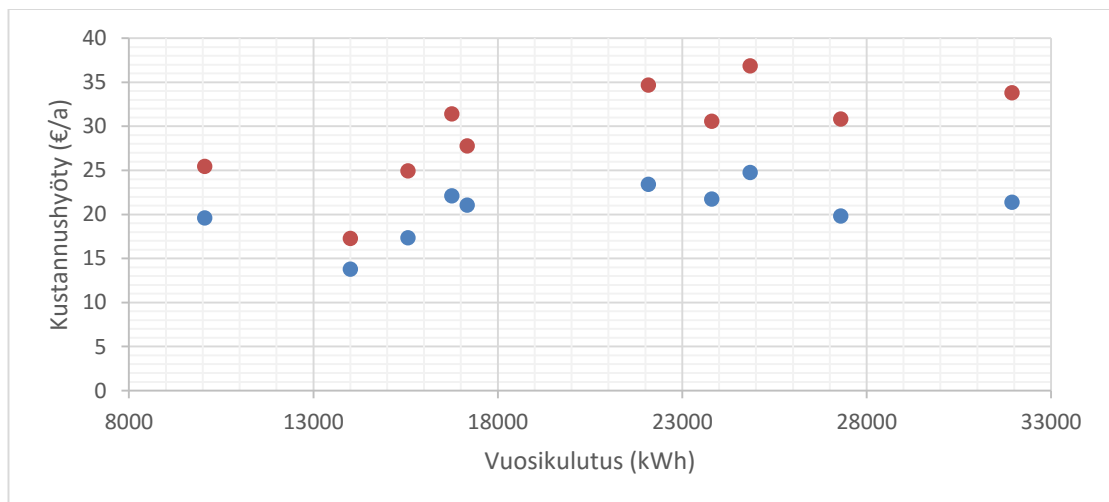
Kuva 25. Öljylämmittäjien ryhmän varastoinnin kustannushyöty suhteessa vuosikulutukseen 6,2 kWh (sininen) ja 10,3 kWh (punainen) litiumioniakkuvarastoilla

Kuvassa 26 on esitetty sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaiden simuloitut kustannushyödyt ja kuvassa 27 varaavien sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaiden simuloitut kustannushyödyt 6,2 kWh ja 10,3 kWh litiumioniakkuvarastoilla. Kuvien simuloituista pisteistä nähdään, että näiden ryhmien asiakkaiden kulutus niin suurta, että se ei rajoita varastolla saatavaa kustannushyötyä. Vuosikulutuksen kasvaessa kustannushyöty kasvaa vain hyvin vähän. Vuosikulutusta enemmän kustannushyötyyn vaikuttaa se, kuinka kulutus jakaantuu päivän ajalle. Tämä näkyy erityisesti varaavien sähkölämmittäjien ryhmän simuloituissa kustannushyödyissä, joissa asiakkaiden välillä on suurta vaihtelua, vaikka vuosikulutus on lähes sama. Sähkölämmittäjillä ja varaavilla sähkölämmittäjillä vuosikulutus täytyy olla suurempi kuin öljylämmittäjillä, jotta päästään samaan kustannushyötyyn. Tämä johtuu siitä, että öljylämmittäjien suurin kulutus ajoittuu lähelle kalliin sähkön hinnan tunteja, kun taas sähkölämmittäjillä ja varaavilla sähkölämmittäjillä suurin

kulutus ajoittuu yölle, jolloin sähkö on yleensä edullisempaa. Sähkölämmittäjien ja etenkin varaavien sähkölämmittäjien kulutusta voidaan ohjata jonkin verran ilman varastoaikin ja varastosta voitaisiinkin saada vielä suurempi hyöty, jos sähkölämmittäjien kulutus jakaantuisi tasaisemmin päivän ajalle. Sähkölämmittäjien on kuitenkin kannattavinta ajoittaa suurin kulutus edullisten tuntien ajalle, jos ohjaus on mahdollista.



Kuva 26. Sähkölämmittäjien ryhmän varastoinnin kustannushyöty suhteessa vuosikulutukseen 6,2 kWh (sininen) ja 10,3 kWh (punainen) litiumioniakkuvarastoilla



Kuva 27. Varaajien ryhmän varastoinnin kustannushyöty suhteessa vuosikulutukseen 6,2 kWh (sininen) ja 10,3 kWh (punainen) litiumioniakkuvarastolla

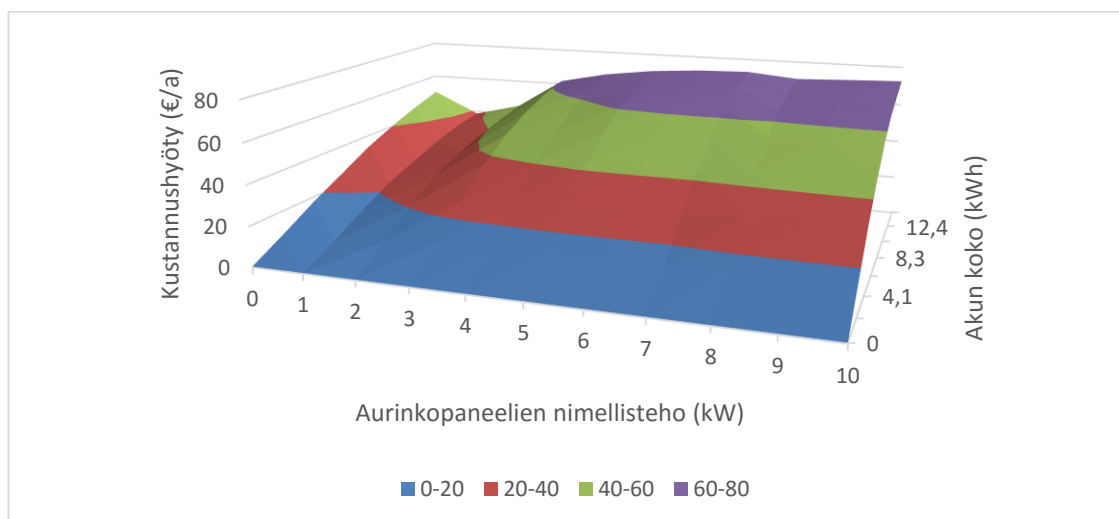
5.4 Energian varastointi oman tuotannon kanssa

Kun kotitaloudessa on sähkön omaa tuotantoa, sähköenergiavarastosta saatavan hyödyn luonne muuttuu. Ilman tuotantoa hyöty muodostuu ainoastaan tuntien välisistä hintaeroista. Oman tuotannon kanssa tuntien välisen hintavaihtelun lisäksi kustannushyötyä

saadaan myös siitä, jos itse tuotetusta energiasta suurempi osa voidaan käyttää omaan kulutukseen. Tässä luvussa tarkastellaan oman tuotannon suuruuden vaikutusta kustannushyötyyn ja vertaillaan varaston ohjausperiaatteen vaikutusta kustannushyötyyn, kun kuluttajalla on omaa tuotantoa.

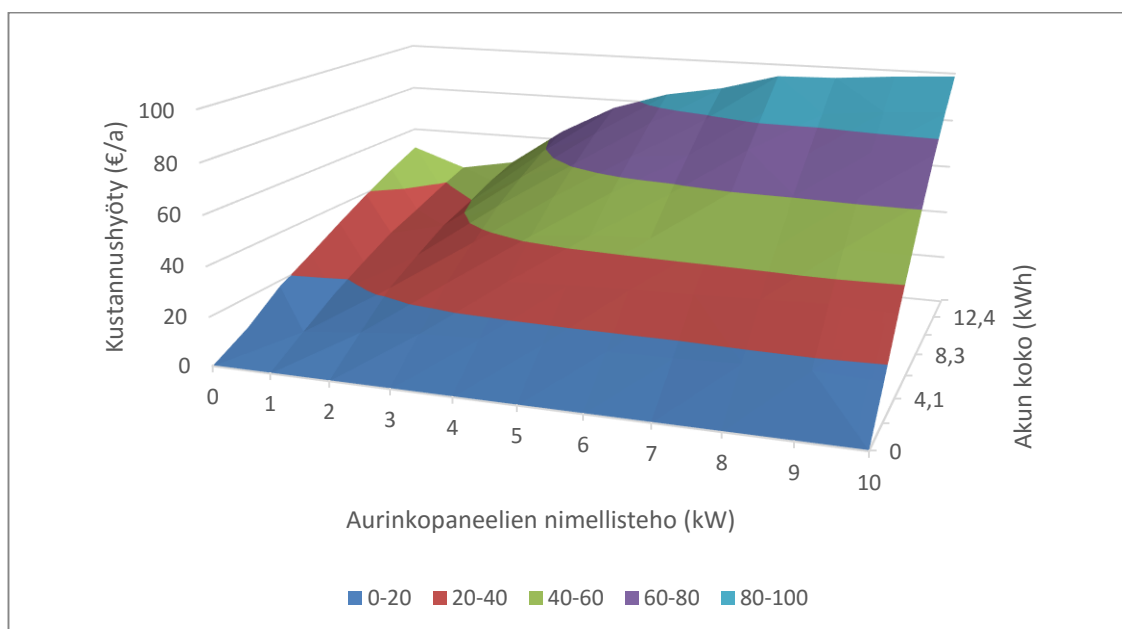
5.4.1 Aurinkopaneelien tehon vaikutus kustannushyötyyn

Oman tuotannon suuruuden vaikutusta kustannushyötyyn tutkittiin simuloimalla kustannushyötyä erikokoisilla litiumioniakkuvarastoilla ja eri nimellistehoisilla aurinkopaneeleilla. Öljylämmittäjien ryhmästä valittiin asiakas numero 99, jonka vuoden kesikulutustarkasteluvuonna 2013 oli 11,9 MWh. Simuloinnit tehtiin vuoden 2015 spot-hinnoilla. Simuloidut tulokset on esitetty kuvassa 28. Kuvasta nähdään, että varsinkin pienitehoisilla aurinkopaneeleilla kustannushyödyssä on suurta vaihtelua. Kun tarkastellaan 1 ja 2 kW nimellistehoisia aurinkopaneeleja, varastoinnilla saatava kustannushyöty jää pienemmäksi kuin ilman omaa tuotantoa. Tämä johtuu siitä, että omalla tuotannolla verkkoon päin näkyvää kulutusta on saatu pienennettyä niin paljon, että kulutuksen suuruus alkaa rajoittamaan kustannushyötyä, kuten luvussa 5.3.3 todettiin. Aurinkopaneelien tuotannon oman käytön osuuden kasvusta saatava hyöty kasvaa hinnan mukaisesta ohjauksesta saatavaa hyötyä suuremmaksi, kun paneelien nimellisteho kasvaa yli 3 kW. Yli 4 kW paneeleilla kustannushyöty pysyy lähes vakiona riippumatta tuotannosta. Tämä johtuu siitä, että tällöin kaikki mahdollinen kulutus kalliiden tuntien aikana on täytetty varastosta, eikä lisähyötyä saada kuin kasvattamalla akun kokoa. Kuvasta nähdään lisäksi, että tarkastellun asiakkaan kohdalla suurin hyöty suhteessa akun kokoon saadaan noin 5 kWh suuruisella akulla. Tätä suuremmilla akuilla hyöty ei enää kasva samassa suhteessa akun koon kanssa.



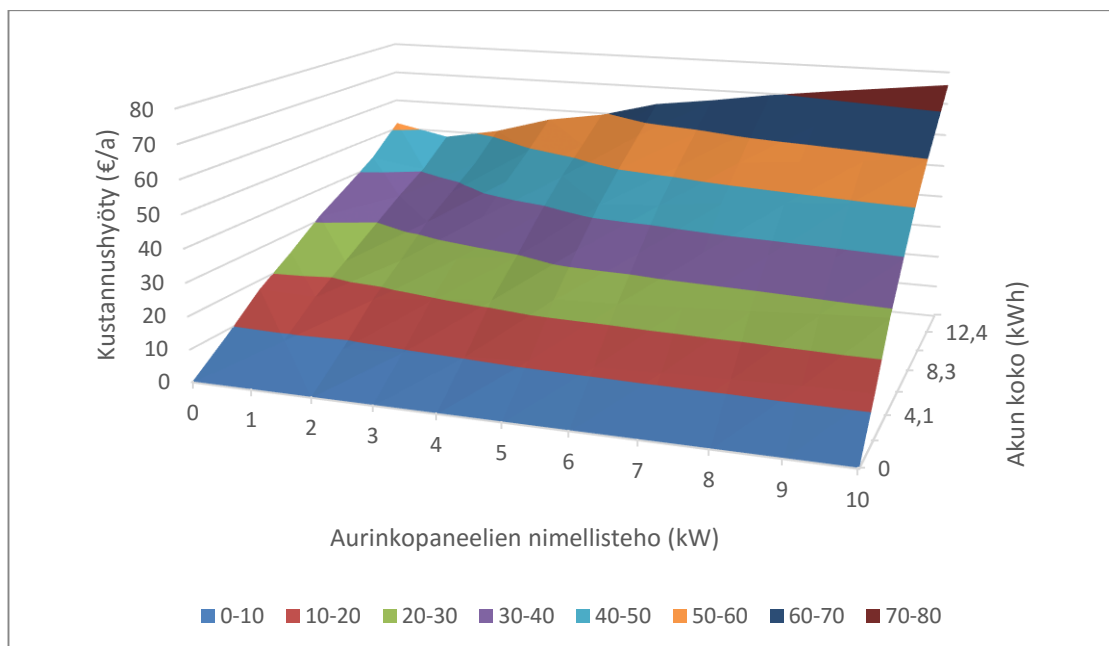
Kuva 28. Öljylämmittäjien ryhmän asiakkaan nro 99 kustannushyöty erikokoisilla litiumioniakkuvarastoilla ja eri nimellistehoisilla aurinkopaneeleilla

Vastaava tarkastelu tehtiin myös sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaalle numero 13, jonka vuosikulutus oli 18,3 MWh. Simuloidut kustannushyödyt on esitetty kuvassa 29. Kuvaaja näyttää hyvin samalta kuin öljylämmittäjien ryhmän asiakkaan kuvaajan. Sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaan kulutus on kuitenkin sen verran suurempaa, että 1 ja 2 kW nimellistehoisten paneelien kohdalla oleva kuoppa on hieman pienempi. Kulutuksen suuruus ei rajoita kustannushyötyä yhtä paljon kuin öljylämmittäjien ryhmän asiakkaalla. Lisäksi paneelien tehon kasvaessa suuremmasta akkuvarastosta on enemmän hyötyä. Tämä johtuu siitä, että tarkastellulla asiakkaalla on kalliiden tuntien aikana enemmän kulutusta, joka voidaan kattaa suuremmasta akkuvarastosta, kun tuotannon määrä kasvaa. Tarkastellun asiakkaan kohdalla paras hyöty suhteessa akun kokoon saadaan myös noin 5 kWh akkuvarastolla, kun paneelien nimellisteho on noin 5 kW. Kun paneelien teho kasvaa, myös kannattavimman akkukoon koko kasvaa. Esimerkiksi 10 kW paneeleilla paras akkukoko olisi noin 7 kWh.



Kuva 29. Sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaan nro 13 kustannushyöty erikokoisilla litiumioniakkuvarastoilla ja eri nimellistehoisilla aurinkopaneeleilla

Kolmantena asiakkaana tutkittiin varaavan sähkölämmityksen omaavien ryhmän asiakkaan numero 23 kustannushyötyä suhteessa paneelien ja varaston kokoon. Asiakkaan vuosikulutus oli 24,8 MWh, joka on tarkastelluista asiakkaista selvästi suurin. Simuloidut kustannushyödyt on esitetty kuvassa 30. Kuvasta nähdään, että tarkastellun asiakkaan kulutus on niin suurta, että simuloituilla akuilla ja paneeleilla kulutus ei juurikaan rajoita kustannushyötyä. Hyöty kasvaa hyvin tasaisesti akun koon ja paneelien nimellistehon kasvaessa. Kuitenkin maksimihyöty jää pienemmäksi kuin esimerkiksi sähkölämmittäjien ryhmän tarkastellulla asiakkaalla. Tämä johtuu siitä, että varaavan sähkölämmityksen omaavien ryhmän asiakkaan kulutuksesta suurin osa ajoittuu jo valmiiksi edullisten tuntien ajalle ja kulutuksen ajallisesta siirtämisestä ei ole yhtä suurta hyötyä kuin muiden ryhmien asiakkailla.



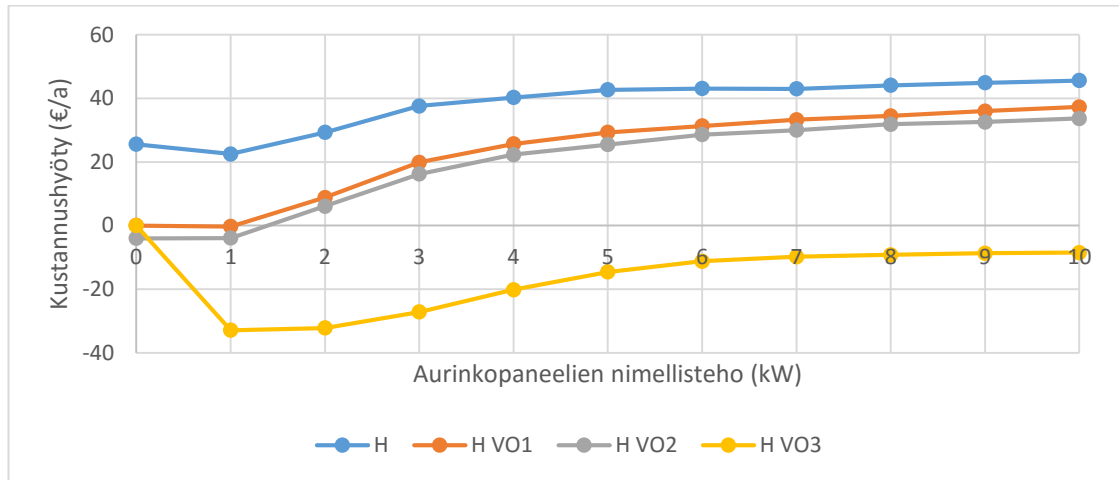
Kuva 30. Varaajien ryhmän asiakkaan nro 23 kustannushyöty erikokoisilla litiumioniakkuvarastoilla ja eri nimellistehoilla aurinkopaneeleilla

5.4.2 Varaston ohjauksen vaikutus kustannushyötyyn

Tässä työssä esiteltyä varaston ohjausmenetelmää verrataan kolmeen luvussa 3.5 esiteltyyn vaihtoehtoiseen ohjausmenetelmään. Ensimmäinen vaihtoehto (VO1) perustuu ai-noastaan oman tarpeen yli tuotetun sähkön varastointiin ja sen käyttämiseen silloin, kun kulutus on tuotantoa suurempaa. Vaihtoehto 2 (VO2) perustuu tehorajaan, jossa varastoa ladataan, kun verkkoon päin näkyvä kulutus on asetetun tehorajan yläpuolella ja kulutuksen ollessa rajan alapuolella, varastoa puretaan. Kolmas vaihtoehto (VO3) perustuu lähteessä [3] esitettyyn ohjausmenetelmään, jossa otetaan huomioon auringon säteilyn voimakkuus, kulutuksen suuruus ja kulutuksen suhde tuotantoon.

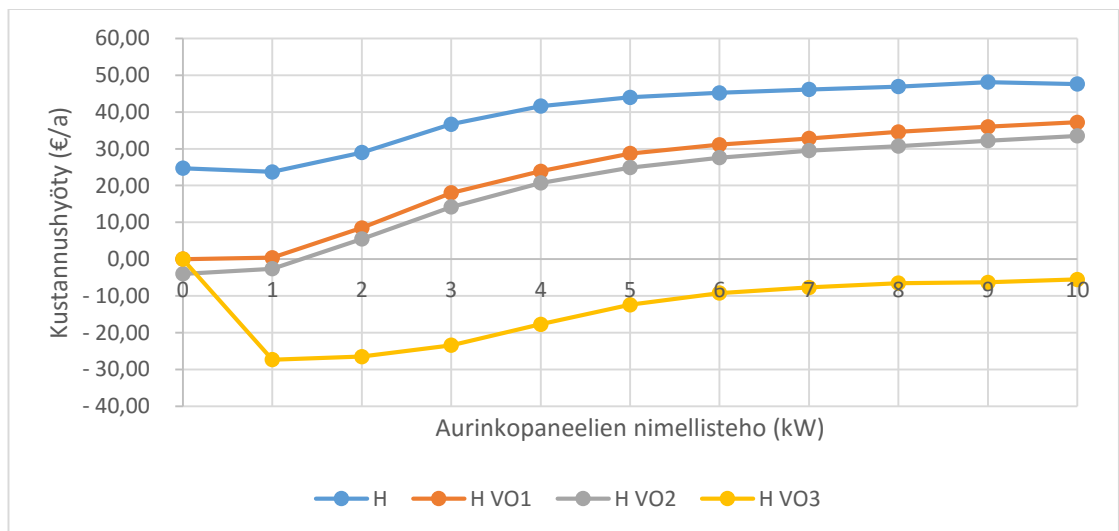
Simulointi tehtiin samoille kolmen eri ryhmien asiakkaille kuin luvussa 5.4.1. Simuloinnissa käytettiin 6,2 kWh litiumioniakkuvarastoa ja tuotantona käytettiin 0-10 kW nimellistehoisia aurinkopaneeleja. Kuvassa 31 on esitetty öljylämmittäjien ryhmän asiakkaan numero 99 simuloitua vuotuisia kustannushyödyt eri ohjausmenetelmillä. Kuvasta nähdään, että tässä työssä esitellyllä ohjausmenetelmällä, jossa varastoa ohjataan pääasiassa sähkön hinnan mukaan, saadaan selvästi paras kustannushyöty kaikilla aurinkopaneelien nimellistehoilla. Kuitenkin paneelien koon kasvaessa ero muihin menetelmiin pienenee. Toiseksi paras kustannushyöty saavutetaan menetelmällä 1 ja menetelmä 2 jää vain hie-man tätä heikommaksi. Vaihtoehto 3 selkeästi huonoin ohjausmenetelmä ja käytettäessä sähkön tunti hinnoittelua varaston käyttö aiheuttaa simuloituissa pisteissä aina tappiota. Tämä johtuu siitä, että menetelmä siirtää kulutusta kalliiden tuntien ajalle ja varaston käytön aiheuttamat häviöt ovat suuremmat kuin varastoinnilla saadaan hyötyä. Tuotannon

pitäisi olla hyvin suurta, että menetelmästä saataisiin hyötyä. Tämä menetelmä toimisi paremmin hinnoittelulla, jossa sähkön hinta pysyy vakiona.



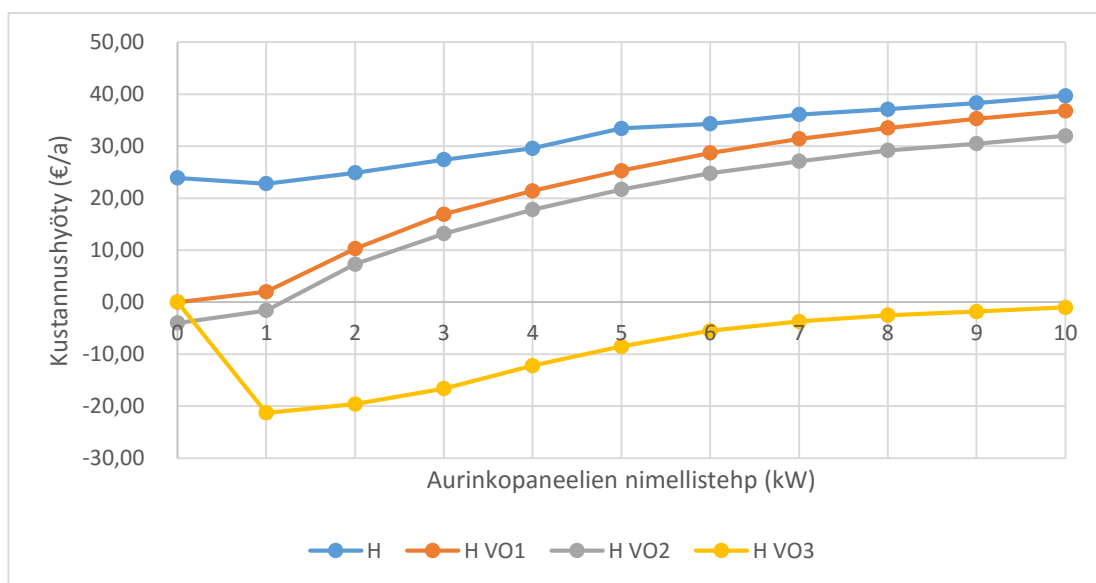
Kuva 31. Öljylämmittäjien ryhmän asiakkaan nro 99 kustannushyöty 6,2 kWh litiumioniakkuvarastolla tässä työssä esitellyllä varaston ohjauksella (H) ja kolmella vaihtoehtoisella ohjauksella (H VO 1-3)

Kuvassa 32 on esitetty sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaan numero 13 simuloidut kustannushyödyt. Kuvaaja näyttää hyvin samalta kuin kuvan 31 kuvaaja. Näin ollen kulutustyyppillä tai kulutuksen suuruudella ei juurikaan ole merkitystä ohjausmenetelmää tarkasteltaessa. Kaikilla menetelmillä hyöty on samassa suhteessa hieman suurempi, kun kokonaiskulutus kasvaa.



Kuva 32. Sähkölämmittäjien ryhmän asiakkaan nro 13 kustannushyöty 6,2 kWh litiumioniakkuvarastolla tässä työssä esitellyllä varaston ohjauksella (H) ja kolmella vaihtoehtoisella ohjauksella (H VO 1-3)

Kuvassa 33 on esitetty varaajien ryhmän asiakkaan numero 23 simuloidut kustannushyödyt eri ohjausmenetelmillä. Myös tämä kuvaaja näyttää hyvin samalta kuin kaksi edellistä kuvaajaa. Merkittävin ero on siinä, että varaavan sähkölämmityksen omaavien ryhmän asiakkaan kohdalla aurinkopaneelien koon kasvaessa vaihtoehtoiset ohjausmenetelmät 1 ja 2 pääsevät hyvin lähelle tässä työssä esiteltyä ohjausmenetelmää. Tämä johtuu siitä, että koska varaavan sähkölämmityksen omaavien ryhmän asiakkaan kulutuksesta suurin osa ajoittuu jo valmiiksi edullisten tuntien ajalle, varaston ohjauksella hinnan mukaan ei saada kovin suurta hyötyä. Suurin osa kustannushyödyistä tapahtuukin oman tuotannon käytön lisäämisestä, minkä vaihtoehtoisetkin ohjausmenetelmät ottavat huomioon.



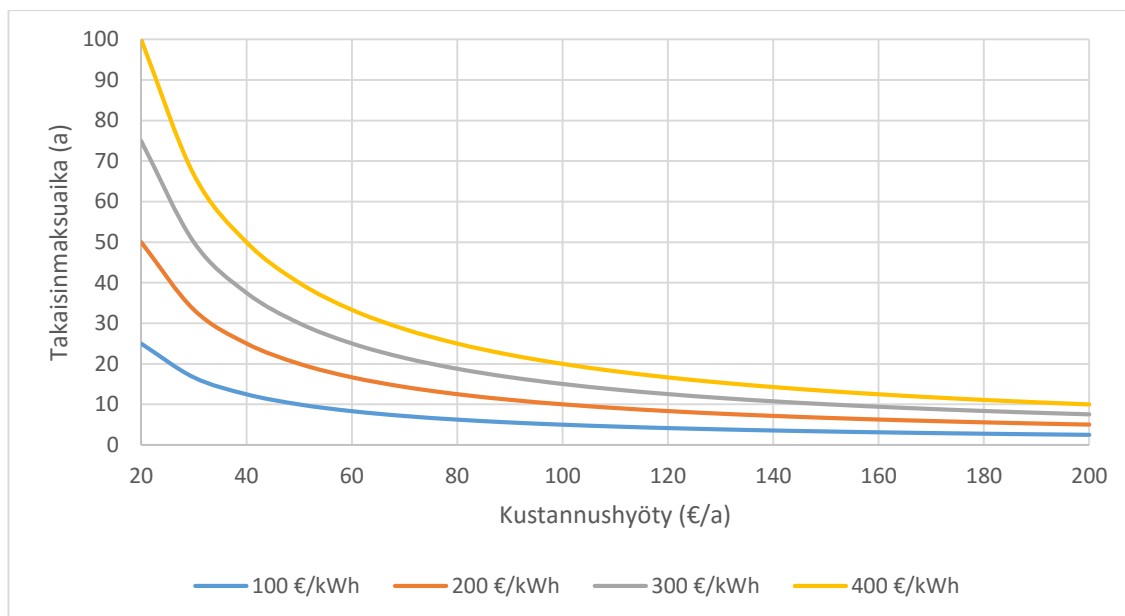
Kuva 33. Varaajien ryhmän asiakkaan nro 23 kustannushyöty 6,2 kWh litiumioniakkuvarastolla tässä työssä esitellyllä varaston ohjauksella (H) ja kolmella vaihtoehtoisella ohjauksella (H VO 1-3)

6. JOHTOPÄÄTÖKSET

Työssä tehtyjen tutkimusten mukaan sähköenergian varastoinnilla akkuvarastoihin kotitalouksissa voidaan pienentää vuotuista sähkölaskua. Ilman sähkön omaa tuotantoa hyötyä saadaan siirtämällä verkkoon näkyvää kulutusta kalliiden tuntien ajalta edullisemmille tunneille, kun käytössä on sähköenergian tunti hinnoittelu. Mahdollisia uusia tehoon perustuvia jakeluverkkoyhtiön siirtotariffeja tässä työssä ei ole tutkittu, vaikka tulevaisuudessa niillä voitaisiin kasvattaa varastoinnin kannattavuutta. Jos kotitaloudessa tuotetaan itse sähköä, varastoinnin hyöty on pelkkää kulutuksen ajallista siirtoa suurempi, kun oman tuotannon käytön osuutta omassa tuotannossa voidaan kasvattaa. Kuitenkin varastoinnin kannattavuudessa täytyy huomioida myös varastoinnin kustannukset. Jotta varastoinnin aloittaminen olisi kannattavaa, varastoinnin hyötyjen pitäisi olla kustannuksia suurempaa.

6.1 Sähköön käyttäjän hyödyt varastoinnista

Tutkimuksissa todettiin, että keskimäärin noin 5 kWh litiumioniakkuvarastolla saavutetaan paras kustannushyöty suhteessa akun kokoon. Kuvassa 34 on esitetty akkuvaraston takaisinmaksuajan riippuvuus vuotuisesta kustannushyödystä. Tarkastelu on tehty neljällä eri akun hintatasolla. Taulukon 3 mukaan tällä hetkellä edullisimmillaan litiumioniakun kustannukset ovat 200 €/kWh, jonka mukainen käyrä on esitetty kuvaajassa punaisella. Akkujärjestelmän hinta on kuitenkin tätä suurempi, koska myös tehoelektronikan hinta täytyy huomioida. Tästä syystä on tarkasteltu lisäksi mahdollisia kalliimpia akkujärjestelmien hintoja 300 €/kWh ja 400 €/kWh. Koska litiumioniakkujen kustannuksia oletettavasti saadaan tulevaisuudessa laskettua, tarkastelu on tehty myös 100 €/kWh hinnalla.

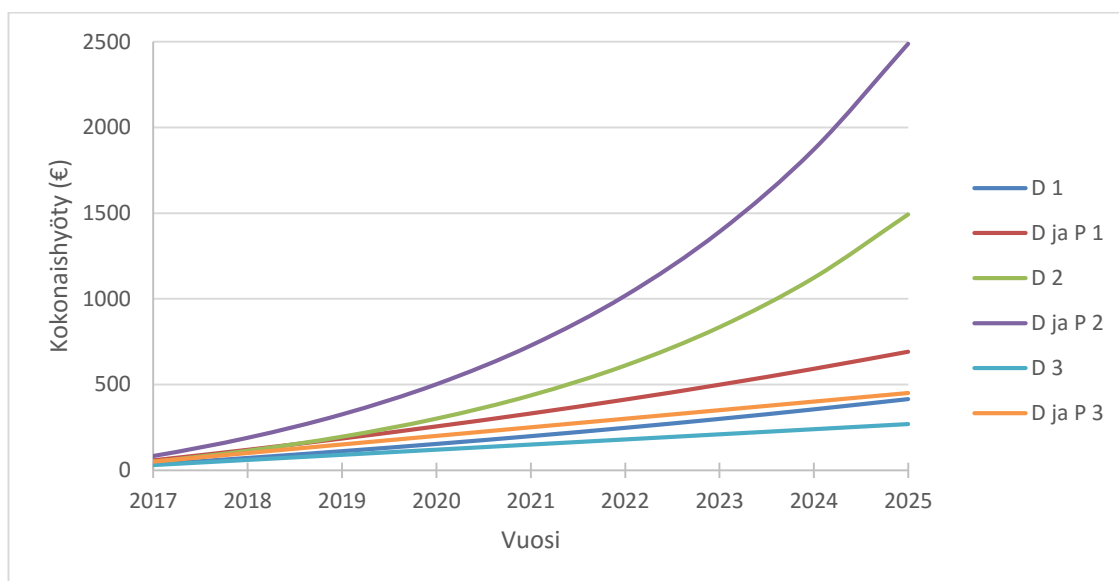


Kuva 34. 5 kWh litiumioniakkuvaraston takaisinmaksuaika suhteessa varastoinnista saatavaan vuotuiseseen kustannushyötyyn neljällä eri akun hinnalla

Litiumioni akkujen elinikä on tällä hetkellä 8-15 vuotta, joten tätä pidemmällä takaisinmaksuajoilla varastointi ei ole kannattavaa. Kun tarkastellaan tämä hetken edullisimmalla akun hinnalla 200 €/kWh, 15 vuoden takaisinmaksuikaan päästäisiin keskimäärin 65 € vuotuisella kustannushyödyllä ja 8 vuoden takaisinmaksuikaan päästäisiin noin 125 € keskimääräisellä vuotuisella kustannushyödyllä. Vuoden 2015 sähkön hinnoilla simuloitut kustannushyödyt ilman sähkön omaa tuotantoa olivat noin 25 ja 30 € välillä tarkastellulla akkukoolla ja oman tuotannon kanssa noin 40 ja 50 € välillä. Näin ollen akkuvaraston takaisinmaksuaika ilman tuotantoa olisi noin 40 vuotta ja tuotannon kanssa noin 20 vuotta. Nykyisillä akkuhinnoilla ja sähkön hinnoilla ei ole kannattavaa, jos tarkastellaan pelkkää kustannushyötyä. Jos litiumioniakkujen kustannukset onnistuttaisiin laskemaan 100 €/kWh, vuoden 2015 sähkön hinnoilla varaston takaisinmaksuaika lyhenisi ilman omaa tuotantoa noin 20 vuoteen ja oman tuotannon kanssa noin 10 vuoteen, jolloin varastointi saattaisi olla kannattavaa. Tässä tarkastelussa ei ole huomioitu mahdollisia uusia siirtotariffeja, keskeytyskustannusten hallintaa tai kysynnän jouston vaikutuksia, joilla tulevaisuudessa takaisinmaksuaikaa voitaisiin saada lyhennettyä.

Kun tarkastellaan sähkön hinnan kehitystä vuosien 2013 ja 2015 välillä, luvussa 5.3.1 tehtyjen tutkimusten perusteella kustannushyöty on näiden vuosien välillä kasvanut noin kaksinkertaiseksi. Suurin ero kustannushyödyssä oli vuosien 2013 ja 2014 välillä. Vuosien 2014 ja 2015 välillä kasvua oli noin 7 %. Jos sähkön hintakehitys jatkuu viime vuosien kaltaisena, kustannushyöty tulee kasvamaan merkittävästi tulevina vuosina. Kuvassa 35 on esitetty simuloitu tilanne, kuinka varaston kumulatiivinen kokonaishyöty muodostuisi vuoden 2017 alusta 5 kWh litiumioniakkuvarastolla, ilman omaa tuotantoa (D) ja oman tuotannon kanssa (D ja P), mikäli sähkön hintakehitys jatkuu samanlaisena kuin

keskimäärin vuosien 2013 ja 2015 välillä (2), hintakehitys jatkuisi samanlaisena kuin vuosien 2014 ja 2015 välillä (1) tai hintakehitys pysähtyisi vuoden 2015 tasolle (3).



Kuva 35. Sähköenergian varastoinnin kumulatiivinen kokonaishyöty 5 kWh litiumioniakkuvarastolla, kun varaston käyttö aloitetaan vuoden 2017 alusta oman tuotannon kanssa ja ilman kolmella mahdollisella sähkön hintakehityksellä

Jos sähkön hintakehitys jatkuu samanlaisena kuin vuosien 2013 ja 2015 aikana keskimäärin, voidaan varastoinnista hyötyä kahdeksassa vuodessa, joka litiumioniakun eliniän pitäisi vähintään olla, oman tuotannon kanssa noin 2500 € ja ilman omaa tuotantoa noin 1500 €. Jos hintakehitys jatkuu samanlaisena kuin vuosien 2014 ja 2015 välillä, hyötyä kertyisi oman tuotannon kanssa noin 700 € ja ilman omaa tuotantoa noin 450 €. Jos hintakehitys pysähtyy vuoden 2015 tasolle, oman tuotannon kanssa hyöty tulisi olemaan noin 450 € ja ilman omaa tuotantoa noin 300 €. Tämän hetken akkuhinnoilla 5 kWh litiumioniakkuvaraston hinta edullisimmillaan voisi olla noin 1000 €, joka tarkoittaa sitä, että varastointi on kannattavaa vain, jos hintakehitys jatkuu suotuisana. Hintakehitystä tulevaisuuteen on vaikea ennustaa, mutta esimerkiksi tuulivoiman osuuden lisääntyminen tuotannossa tullee kasvattamaan tuntien välisiä hintavaihteluja tulevaisuudessa. Lisäksi, jos akkujen hinnat pienenevät tulevaisuudessa, yhdessä suotuisan sähkön hintakehityksen kanssa, varastoinnista voi tulla kannattavaa jo pelkästään energian hankinnan ja oman tuotannon näkökulmasta.

6.2 Varastoinnin vaikutus sähköverkkoon

Jos kaikki sähkönkäyttäjät siirtäisivät kulutuksensa varastoinnilla edullisten tuntien ajalle, kuormitusmallit muuttuisivat radikaalisti ja kulutushuippujen ajankohdat muuttuisivat nykyisten hintakuoppien ajalle. Toisaalta kulutushuippujen siirtyminen siirtäisi

myös hintahuippujen ajankohtaa, jolloin varastointi jouduttaisiin ajoittamaan uusien hintahuippujen mukaan. Näin jouduttaisiin kierteseen, jossa hinta- ja kulutushuiput vaihtelisivat paikkaa ja kuormitusmallien muodostamisesta tulisi hyvin haasteellista. Näin ollen kaikkien asiakkaiden koko kulutuksen ajoittaminen tuntihintojen mukaan tekisi sähkömarkkinoiden hallinnasta haasteellista.

Jos taas tarkastellaan tilannetta, jossa yksittäiset asiakkaat ajoittavat varastoimalla kulutuksensa hintakuoppien ajalle, voidaan olettaa, että tälle ei ole niin suurta vaikutusta kokonaiskulutukseen, että se vaikuttaisi tuntihintoihin. Varaston ohjaus hinnan mukaan voi pienentää yksittäisten asiakkaiden huippukuormia, jos kulutushuiput ajoittuvat hintahuippujen kanssa samoihin ajankohtiin. Tämä nähdään myös luvun 5.2.3 kuvassa 22, jossa illan kulutushuippu on pienentynyt selvästi ja päivän maksimikuorma on pienempi kuin ilman varastoa. Näin ollen yksittäisen asiakkaan kulutuksesta tulee tasaisempaa. Joissain tilanteissa maksimikuormaa voidaan pienentää niin paljon, että asiakkaan pääsulakkeen kokoa voidaan pienentää, jolloin asiakas saa säästöä myös sähköliittymän kuukausimaksuissa, ja sähköverkkoyhtiö voi säästää tulevaisuuden verkon investoinneissa.

Jos asiakkaalla on sähkönsä omaa tuotantoa, varastoinnilla voidaan vähentää tai jopa kokonaan estää verkkoon syöttö, kuten kuvan 22 esimerkkitapauksessa. Kun suurempi osa omasta tuotannosta saadaan omaan käyttöön, verkosta tarvitsee ottaa vähemmän tehoa ja myös syöttää vähemmän tehoa verkkoon. Tällöin verkon kuormitus pienenee ja erityisesti syötön esto vaikuttaa verkon suojauksen suunnitteluun. Jos sähköaseman yhden lähdon alueella on tuotantoa kytkettynä verkkoon, suojauksen suunnittelussa täytyy se ottaa huomioon.

6.3 Virhelähteiden tarkastelu

Tässä työssä on pyritty simuloimaan mahdollisimman tarkasti akun käyttöä ja ohjausta sähköenergiavarastona kotitalouksissa. Simulaatio perustuu matemaattisiin malleihin ja mitattuihin asiakkaiden kulutuksiin sekä auringon säteilyn mittauksiin. Akkuja mallinnettaessa on käytetty yksinkertaista akun resistanssiin perustuvaa mallia, jossa latauksen ja purkauksen hyötysuhde riippuu virroista ja akun ikääntymisestä. Todellisuudessa akkujen käyttäytyminen on paljon monimutkaisempaa, mutta tuntitasen simulaatioissa ja tarkastelluissa olosuhteissa mallin aiheuttama virhe todelliseen akun käyttäytymiseen verrattuna on erittäin pieni. Simulaatioiden aikana tarkastellut akkujen hyötysuhteet vastasivat hyvin teoreettisia hyötysuhteita. Latauksen ja purkauksen aikana mallinnettiin myös tehoelektroniikasta johtuvat häviöt, jotka asetettiin markkinoilla olevien laitteiden ominaisuuksia vastaaviksi. Hyötysuhteet eivät edusta parhaita mahdollisia komponentteja, joiden kustannukset olisivat huomattavasti kalliimpia, mutta tulevaisuudessa simuloitua varastoinnin hyötysuhdetta olisi mahdollista parantaa nyt simuloidusta. Tämän työn simuloinneissa varastoinnin kokonaishyötysuhde litiumioniakuilla oli keskimäärin noin 90 % ja lyijyakuilla noin 78 %.

Kuten luvussa 5.2 todettiin, erityisesti tuntitason käyttö tarkasteluissa aiheuttaa virhettä simulointituloksiin. Tuntitason käyttö on kuitenkin välttämätöntä laskennallisista syistä ja saatavilla olevista asiakkaiden sähkönkulutus mittauksista johtuen. Tuntitason käytön aiheuttama virhe todettiin kuitenkin hyvin pieneksi ja koko vuoden kustannushyötyä tarkasteltaessa virhe ei juurikaan vaikuta tuloksiin. Suurin yksittäinen virhelähde aiheutui hetkellisen säätäjän toleranssirajasta, joka todettiin pienentävät noin 5 % saatuja kustannushyötyjä systemaattisesti. Tuloksia tarkasteltaessa virhe on kuitenkin vain hyvin pieni ja simuloitu kustannushyöty edustaa hyvin todellista tilannetta.

Varaston ohjausta simuloitaessa otettiin huomioon myös seikat, joita ei ohjausta tehdessä voida tuntea tulevaisuuteen. Teoreettinen kustannushyöty voisi olla simuloituja hyötyjä suurempi, mutta tässä työssä huomioitiin myös kulutuksen ja tuotannon ennustamisen tarve. Aurinkosähkön tuotanto tuntitasolla voidaan ennustaa hyvin tarkasti ja luvussa 5.2.4 todettiin, että ennustevirhe pienentää kustannushyötyä vain vähän. Simuloitu tilanne on hyvin lähellä todellisuutta, koska auringon säteily on helppo ennustaa matemaattisesti ja käytettävissä olevat sääennusteet ovat riittävän tarkkoja tuntitason ennusteen tekemiseen. Sen sijaan kulutuksen ennustaminen on erittäin vaikeaa. Kuluttajan käyttäytymisen ennustettavuus on heikkoa ja ennusteen tekemisessä täytyy olettaa, että sama kuluttaja tekee samantyyppisinä päivinä samat asiat samoihin aikoihin. Todellisuudessa ihmisten käyttäytyminen vaihtelee paljon, mikä näkyy kulutuksen ennusteen käyttämisen aiheuttamassa kustannushyödyn pienentymisessä. Ennusteen käyttäminen pienentää kustannushyötyä noin kolmanneksen. Jos kulutusta pystyttäisiin ennustamaan tarkemmin, hyötyä voitaisiin kasvattaa selvästi.

6.4 Tulevaisuudet kehityskohdat

Sähköenergian varastoinnin kannattavuuden näkökulmasta tärkein tulevaisuuden kehityskohde on litiumioniakkujen hinnat. Varaston hankintahintoja laskemalla varastoinnista saataisiin nopeasti kannattavampaa. Myös akun ja tehoelektroniikan hyötysuhteita kasvattamalla kustannushyötyä voitaisiin parantaa, mutta tästä saatava hyöty on vain hyvin vähäistä. Jo nykyisillä hyötysuhteilla litiumioniakkuihin ladattavan energian ja purettavan energian hintaero spot-hinnassa tarvitsee olla vain noin 30 %, että varastointi on kannattavaa. Nykyisillä sähkön hinnoilla erotus on euromääräisenä niin pieni, että vaikka tätä erotusta saataisiin hyötysuhdetta kasvattamalla pienennettyä, vuotuisessa kustannushyödyssä kasvu olisi hyvin pientä. Kuitenkin jos keskimääräinen sähkön hinta tulee tulevaisuudessa kasvamaan ja samalla hinnan vaihtelu kasvaa samassa suhteessa, myös tästä saatava hyöty tulee kasvamaan, jolloin hyötysuhteen parantamisesta tulee myös kannattavampaa.

Kuten on todettu, sähköenergian varastoinnin kannattavuuteen vaikuttaa eniten sähkön hintakehitys tulevaisuudessa. Sääriippuvien tuotantomuotojen lisääntyminen tulee kasvattamaan sähkön hinnan tuntien välisiä vaihteluja. Fossiililla polttoaineilla tuotetun

energian hinta tulee kasvamaan ja samalla vähäpäästöisesti tuotetun energian hinta laskemaan. Tämä tulee ennestään kasvattamaan tuntien välisiä hintaeroja, jolloin varastoinnista tulee kannattavampaa. Näihin tekijöihin voidaan vaikuttaa verotuksella ja tuotantuilla. Toisaalta, jos energian varastoinnilla voidaan vähentää verkon kuormitusta, tulevaisuudessa kannattaisi tutkia, kannattaisiko verkkoyhtiön tukea kuluttajien sähköenergiavarastojen hankintaa. Varastointi voi myös kasvattaa verkon kuormitusta, jos siirto hinnassa ei ole käytössä tehotariffia. Myös varastoinnilla saatava mahdollinen sähkön jakelun keskeytysten väheneminen voi vähentää verkkoyhtiön kustannuksia. Tuki kuluttajille voisi kohdistua suoraan laitteiston hankintaan, joka lainsäädännöllisesti olisi hankalaa. Verkkoyhtiön kannattaisikin tukea varastointia siirtohinnoittelussa. Siirtohinnoittelua tulisi kehittää siten, että asiakkaan olisi mahdollista saada säästöä pienentämällä huippukuormia. Tähän ratkaisuna voisi olla osittain tai kokonaan tehoon perustuva hinnoittelu tai oman tuotannon varastoinnin kannalta siirtohinnan energiariippuvan osan osuuden kasvattaminen. Kuitenkin siirtohinnan energiariippuvaa osaa ollaan pienentämässä, jolloin oman tuotannon varastoinnin hyöty tulisi pienemmään [19]. Siirtohinnoittelun vaikutusta sähköenergian varastoinnin kannattavuuteen on kuitenkin syytä tutkia vielä lisää. Sähköenergiavarastoa voitaisiin käyttää myös kysynnän joustossa tai kantaverkon reservimarkkinoilla, jolloin varastosta voitaisiin saada vieläkin suurempi taloudellinen hyöty, mutta tätäkin täytyisi tutkia vielä tarkemmin.

7. YHTEENVETO

Sähköenergian varastoinnilla kotitalouksissa voidaan pienentää vuotuista sähköenergiasta maksettavaa hintaa sekä ilman omaa sähkön tuotantoa että oman tuotannon kanssa. Litiumioniakuilla varastointi voidaan tehdä korkealla hyötysuhteella, jolloin jo pienellä sähköenergian hinnan tuntien välisellä vaihtelulla voidaan saada hyötyä siirtäessä kulu- tusta kalliiden tuntien ajalta edullisemmille. Hyödyn maksimoimiseksi tarvitaan kuitenkin varaston ohjausmenetelmä, joka huomio sähköhön hinnan vaihtelut ja osaa ennustaa tulevaa kulutusta, mahdollista omaa tuotantoa ja näistä seuraavaa akun käyttäytymistä. Kun asiakkaalla on käytössä omaa sähköhön tuotantoa, varastoa käyttämällä suurempi osa tuotannosta saadaan omaan käyttöön. Verkosta ostetun sähköhön hinta on kuluttajalle huomattavasti kalliimpaa kuin verkkoon syötetystä tehosta voi saada. Näin ollen käyttämällä suurempi osa itse tuotetusta energiasta omaan kulutukseen, kuluttaja voi saada säästöä. Aurinkosähköhön tuotanto pystytään ennustamaan riittävän tarkasti, jotta tuotetun sähköhön varastoinnin tarve pystytään ennakoimaan varaston ohjauksessa. Kuluttajien kulutuksen ennustaminen on vaikeaa, mutta aiempaan kulutukseen ja sääennustukseen perustuvalla ennusteella kulutus pystytään ennakoimaan melko hyvin. Ennustetta tarkentamalla olisi kuitenkin mahdollista saada varastosta entistä suurempia kustannushyötyjä.

Litiumioniakkujen hinnat ovat kuitenkin nykyään vielä niin korkeat, että akkujen eliniän aikana nykyisillä sähköenergian hinnoilla varaston hyödyt eivät kata kustannuksia, jos tarkastellaan ainoastaan kustannushyötyä sähköenergian hinnassa. Varaston avulla voidaan myös vähentää asiakkaan kokemia sähköhön jakelun keskeytyksiä, mutta tästä saatavaa hyötyä on vaikea arvioida rahallisesti. Kuitenkin viime vuosina sähköhön tuntihintojen maksimi- ja minimihinnan erotus vuorokausien sisällä on kasvanut. Samoin tuntihintojen välinen keskihajonta on kasvanut. Näiden seurauksena sähköenergian varastoinnilla saatava kustannushyöty on kasvanut selvästi. Vuosien 2013 ja 2015 välillä kustannushyöty on jopa kaksinkertaistunut. Jos hintakehitys jatkuu tulevaisuudessa tällaisena, kustannushyöty tulee kasvamaan selvästi tulevina vuosina, jolloin varastointilaitteiston takaisinmaksuaika tulee lyhentymään selvästi niiden elinikää pidemmäksi. Tällöin varastoinnista tulee myös taloudellisesti kannattavaa. Varastoinnin kannattavuus riippuu kuitenkin sähköhön hinnan kehityksestä tulevina vuosina ja akkujen kustannusten laskemisesta. Kannattavuutta voitaisiin kasvattaa myös ottamalla huomioon uudet suunnitteilla olevat tehopohjaiset siirtotariffit tai varaston käyttö kysynnän joustossa tai kantaverkkoyhtiön reservimarkkinoilla. Nämä on kuitenkin rajattu tämän työn tarkastelun ulkopuolella ja näitä on syytä tutkia tulevaisuudessa lisää.

LÄHTEET

- [1] Pesola, A., Vanhanen, J., Hagström, M., Karttunen, V., Larvus, L., Sähkön pientuotannon kilpailukyvyyn ja kokonaistaloudellisten hyötyjen analyysi, Gaia Consulting Oy, Helsinki, 2014, 72 s.
- [2] Aalto, A., Honkasalo, N., Järvinen, P., Jääskeläinen, J., Raiko, M., Sarvaranta, A., Mistä lisäjoustoa sähköjärjestelmään? Energiateollisuus ry ja Fingrid Oyj, Espoo, 2012, 123 s.
- [3] I. Song, D.Y. Jung, Y.H. Ji, S. Choi, S. Lee, C.Y. Won, A Residential 10kWh Lithium-Polymer Battery Energy Storage System, Power Electronics and ECCE Asia 8th International Conference on, Jeju, South Korea, May 30 - June 3, 2011, IEEE, ss. 2625-2630.
- [4] J. Schabel, Compensation of PV Generator Power Fluctuations Using Energy Storage Systems, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2015, 55 s.
- [5] R. Alanen, R. Pasonen, Use of energy storages in Smart Grids management, CLEEN SGEM 41103-1.11, VTT, Espoo, 2011, 110 s.
- [6] Y. Wang, X. Lin, M. Pedram, Adaptive Control for Energy Storage Systems in Households With Photovoltaic Modules, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, No. 2, 2014, ss. 992-1001.
- [7] K. Grip, Pienasiakkaan kysynnän jouston ja oman tuotannon vaikutukset kuormitusmalleihin, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2013, 69 s.
- [8] Adato Energia, Kotitalouksien sähkönkäyttö 2011, Energia-alan selvityksiä ja raportteja TEM, 2013, 52 s.
- [9] A. Seppälä, Load research and load estimation in electricity distribution, Väitöskirja, Helsinki University of Technology, Espoo, 1996, 118 s.
- [10] A. Mutanen, Customer classification and load profiling based on AMR measurements, Tutkimusraportti, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2010, 37 s.
- [11] K. Pandakov, Residential Demand Response strategies, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2014, 89 s.
- [12] Pilvet säätelevät lämpötilan vuorokausivaihtelua eri vuoden aikoina, Ilmatieteenlaitos, verkkosivu. (viitattu 9.12.2015): <http://ilmatieteenlaitos.fi/pilvisyyden-merkitys-lampotilaan>.
- [13] Mistä sähkön hinta muodostuu? Energiateollisuus ry, verkkosivu. (viitattu 10.12.2015): <http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkon-hinta-ja-sopimukset/mista-sahkon-hinta-muodostuu>.

- [14] Caruna Oy, Sähkön siirron hinta, verkkosivu. (viitattu 11.5.2016): <https://www.caruna.fi/asiakaspalvelu/hinnastot-ja-sopimusehdot/sahkonsiirron-hinta>.
- [15] Elenia Oy, Siirtotuotteet ja hinnat, verkkosivu. (viitattu 11.5.2016): <http://www.elenia.fi/sahko/siirtotuotteet>.
- [16] Loiste sähköverkko Oy, Sähköverkon hinnastot, verkkosivu. (viitattu 11.5.2016): <https://www.loiste.fi/sahkonsiirto/tuotteet-hinnastot-ja-ehdot/sahkoverkon-hinnastot>.
- [17] Tampereen sähköverkko Oy, Hinnastot, verkkosivu. (viitattu 11.5.2016): <https://www.tampereensahkolaitos.fi/sahkoverkkopalvelut/hinnastotjasopimusehdot/Sivut/default.aspx#.VzNEUfmLTIU>.
- [18] Partanen, J., Honkapuro, S., Tuunanen, S., Jakeluverkkoyhtiöiden tariffirakenteiden kehitysmahdollisuudet, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta, 2012, 65 s.
- [19] Lummi, K., Trygg, P., Rautiainen, A., Järventausta, J., Implementation possibilities of power-based distribution tariff by using smart metering technology, 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, June 15-18, 2015, Cired, Lyon, ss. 1-5.
- [20] Kymenlaakson sähkö Oy, Sähköä kotiin, verkkosivu. (viitattu 11.5.2016): <https://www.ksoy.fi/sahkon-myynti/sahkoa-kotiin>.
- [21] Fortum Oyj, Sähkön hinnat, verkkosivu. (viitattu 11.5.2016): <https://www.fortum.fi/countries/fi/sahko/sahkosopimus/sahkon-hinta/pages/default.aspx>.
- [22] Helen Oy, Sähkön hinnat ja sähkösovimukset, verkkosivu. (viitattu 11.5.2016): https://www.helen.fi/sahko/kodit/sahkotuotteet-ja-hinnat/?gclid=CPI-6_yi0swCFYF5cgodd_wIVg&gclsrc=aw.ds.
- [23] Turku energia Oy, Sähköhinnastot, verkkosivu. (viitattu 11.5.2016): <http://www.turkuenergia.fi/kotitalouksille/sahko/louna-sahkotuotteet/sahkohinnastot/>.
- [24] M. Kara, Päästökaupan vaikutus pohjoismaiseen sähkökauppaan - Ehdotus Suomen strategiaksi, VTT tiedotteita 2280, Edita Prima oy, Helsinki, 2005, 120 s.
- [25] Nord Pool Spot AS, verkkosivu. (viitattu 11.12.2015): <http://www.nordpoolspot.com/>.
- [26] J. Koskela, Sähköenergian varastointivaihtoehdot kiinteistötasolla, Kandidaatintyö, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2014, 27 s.
- [27] Chatzivasileiadi, A., Ampatzi, E., Knight, I., Characteristics of electrical energy storage technologies and their applications in buildings, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 25, 2013, ss. 814-830.

- [28] D. Swider, Compressed Air Energy Storage in an Electricity System With Significant Wind Power Generation, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 22, No. 1, 2007, ss. 95-102.
- [29] R. D'Agostino, L. Baumann, A. Damiano, E. Boggasch, A Vanadium-Redox-Flow-Battery Model for Evaluation of Distributed Storage Implementation in Residential Energy Systems, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 30, No. 2, 2015, ss. 421-430.
- [30] Ylijäämäsähkön myynti, Motiva, verkkosivu. (viitattu 14.12.2015): http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/ylijaamasahkon_myynti.
- [31] Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 - 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 - 31.12.2023 valvontajaksolla, Liite 2, Energiavirasto, Helsinki, 2015, 1-120 s.
- [32] Keskeytystilasto 2014, Energiateollisuus ry, Helsinki, 2015, 27 s.
- [33] Ibrahim, H., Ilinca, A., Perron, J., Energy storage systems—Characteristics and comparisons, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 12, No. 5, 2008, ss. 1221-1250.
- [34] I. Lehto, Mikrotuotannon liittäminen yleiseen sähkönjakeluverkkoon, Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Espoo, 2009, 101 s.
- [35] J. Luostarinen, Aurinkosähkön tekninen potentiaali Jyväskylässä, Pro gradu -tutkielma, Jyväskylän yliopisto, Jyväskylä, 2014, 73 s.
- [36] Aurinkosähköjärjestelmän teho, Motiva Oy, verkkosivu. (viitattu 10.1.2016): http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelman_teho.
- [37] J. Kitunen, Aurinkosähkön soveltuvuus hajautettuun energiantuotantoon Suomessa, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2007, 79 s.
- [38] Pilvisyys, Ilmatieteenlaitos, verkkosivu. (viitattu 11.1.2016): <http://ilmatieteenlaitos.fi/pilvisyys>.
- [39] Järventausta, P., Repo, S., Trygg, P., Rautiainen, A., Mutanen, A., Lummi, A., Supponen, A., Heljo, J., Sorri, J., Harsia, P., Honkiniemi, M., Kallioharju, K., Piikkilä, V., Luoma, J., Partanen, J., Honkapuro, S., Valtonen, P., Tuunanen, J., Belonogova, N., Kysynnän jousto - Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiölle (DR pooli), tutkimusraportti, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2015, 360 s.
- [40] Rautiainen A., Aspects of Electric Vehicles and Demand Response in Electricity Grids, Väitöskirja, Tampereen teknillinen yliopisto. Julkaisu 1327, 2015, 1-80 s.

- [41] Z. Wang, C. Gu, F. Li, P. Bale, H. Sun, Active Demand Response Using Shared Energy Storage for Household Energy Management, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 4, No. 4, 2013, ss. 1888-1897.
- [42] Q. Yang, C. Gu, S. Le Blond, J. Li, Control Scheme for Energy Storage in Domestic Households, *Power Engineering Conference (UPEC)*, 2014 49th International Universities, Cluj-Napoca, September 2-5, 2014, 2014, Cluj-Napoca, ss. 1-6.
- [43] A. Raziei, K.P. Hallinan, R.J. Brecha, Cost optimization with solar and conventional energy production, energy storage, and real time pricing, *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington, DC, February 19-22, 2014, IEEE, Washington, DC, ss. 1-5.
- [44] O. Tremblay, L.-. Dessaint, A.-. Dekkiche, A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles, *Vehicle Power and Propulsion Conference. VPPC 2007*. IEEE, Arlington, TX, September 9-12, 2007, TX, ss. 284-289.
- [45] C. Guan, Y. Wang, X. Lin, S. Nazarian, M. Pedram, Reinforcement Learning-Based Control of Residential Energy Storage Systems for Electric Bill Minimization, *Consumer Communications and Networking Conference (CCNC)*, 12th Annual IEEE, Las Vegas, NV, January 9-12, 2015, ss. 637-642.
- [46] Haataja, J., Heikonen, J., Leino, Y., Rahola, J., Ruokolainen, J., Savolainen, V., *Numeeriset menetelmät käytännössä*, Picaset Oy, Helsinki, 2002, 415 s.
- [47] A. Mutanen, M. Ruska, S. Repo, P. Järventausta, Customer Classification and Load Profiling Method for Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 26, No. 3, 2011, ss. 1755-1763.
- [48] Tomatech solutions Oy, GoodWe:n invertterit, verkkosivu. (viitattu 31.1.2016): <http://www.tomatechsolutions.fi/invertterit.html>.
- [49] Fernão Pires, V., Romero-Cadaval, E., Vinnikov, D., Roasto, I., Martins, J.F., Power converter interfaces for electrochemical energy storage systems – A review, *Energy Conversion and Management*, Vol. 86, 2014, ss. 453-475.
- [50] Burger, B., Kranzer, D., Extreme High Efficiency PV-power converters, *13th European conference on Power Electronics and Applications EPE '09*, Barcelona, September 8-10, 2009, IEEE, ss. 1-13.
- [51] Diaf, S., Belhamel, M., Haddadi, M., Louche, A., Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica island, *Energy Policy*, Vol. 36, No. 2, 2008, ss. 743-754.
- [52] S. Hännikäinen, Akuston liittäminen hybridijärjestelmään, *Diplomityö*, Tampereen teknillinen yliopisto, Automaatiotekniikan koulutusohjelma, Tampere, 2010, 71 s.
- [53] Wei, X., Zhu, B., Xu, W., Internal Resistance Identification in Vehicle Power Lithium-ion Battery and Application in Lifetime Evaluation, *International Conference*

on Measuring Technology and Mechatronics Automation, Zhangjiajie, Hunan, 11-12 April, 2009, IEEE, ss. 388-392.

[54] Parvini, Y., Vahidi, A., Maximizing charging efficiency of lithium-ion and lead-acid batteries using optimal control theory, American Control Conference (ACC), 2015, Chicago, 1-3 July, IEEE, ss. 317-322.

[55] E. Karanasios, M. Ampatzis, P.H. Nguyen, W.L. Kling, A. van Zwam, A Model for the Estimation of the Cost of Use of Li-Ion batteries in residential storage applications integrated with PV panels, 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Cluj-Napoca, Romania September 2-5, 2014, IEEE, ss. 1-6.

[56] TUT Solar Photovoltaic Power Station Test Plant, Tampereen teknillinen yliopisto, verkkosivu. (viitattu 18.5.2016): <http://www.tut.fi/cs/groups/public/@1813/@web/@p/documents/liit/mdbw/mduy/~edisp/p052294.pdf>.